



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

Titulación :

INGENIERO INDUSTRIAL

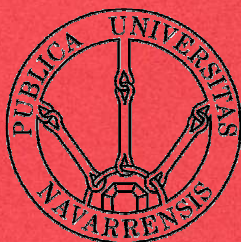
Título del proyecto:

VALORACIÓN DEL ENTORNO DE SIMULACIÓN SESAM
PARA EL DISEÑO DE UNA ESTRUCTURA MARINA DE
TIPO CELOSÍA

Alumno: Paula Aranzadi de Miguel

Tutor: Dr. Fco. Javier Sanz Corretge

Pamplona, septiembre de 2010



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

Titulación :

INGENIERO INDUSTRIAL

Título del proyecto:

VALORACIÓN DEL ENTORNO DE SIMULACIÓN SESAM
PARA EL DISEÑO DE UNA ESTRUCTURA MARINA DE
TIPO CELOSÍA

DOCUMENTO 1: MEMORIA

Alumno: Paula Aranzadi de Miguel

Tutor: Dr. Fco. Javier Sanz Corretge

Pamplona, septiembre 2010

ÍNDICE:

1.	INTRODUCCIÓN.....	3
2.	OBJETIVOS Y ALCANCE DEL PROYECTO	5
3.	INTRODUCCIÓN A LA EÓLICA MARINA.....	9
3.1.	Beneficios y potencialidades de la eólica marina frente a la continental .	9
3.2.	Descripción de los tipos de estructuras marinas actuales	12
3.2.1.	Cimentaciones para aguas poco profundas (<18m).....	12
3.2.2.	Cimentaciones para profundidad intermedia. Estructuras fijas.	14
3.2.3.	Cimentaciones para grandes profundidades. Estructuras flotantes.	15
3.3.	Aplicación de estructuras en celosía en ámbito marino	18
3.3.1.	Desarrollo histórico de la celosía marina	18
3.3.2.	Sinergia y comparación con otros sectores.....	20
3.4.	Desarrollo futuro	23
4.	ESTADO DE ARTE EN EL DISEÑO DE ESTRUCTURAS MARINAS	27
4.1.	Introducción.....	27
4.2.	Normativa vigente. Especificaciones de diseño	30
4.2.1.	Diseño estructural	31
4.3.	Caracterización de solicitaciones en una estructura marina	34
4.3.1.	Acciones debidas a las olas	34
4.3.2.	Acciones del viento	48
4.3.3.	Otro tipo de acciones	49
5.	HERRAMIENTA INFORMÁTICA: ENTORNO SESAM.....	53
5.1.	Introducción a SESAM.....	53
5.2.	Módulos de SESAM.....	55
5.2.1.	BrixExplorer - SESAM Manager	55
5.2.2.	Genie.....	56
5.2.3.	Wajac	58
5.2.4.	Sestra	61
5.2.5.	Framework.....	64
5.3.	Flujo de información y archivos.....	65
6.	DISEÑO DE CELOSÍA MARINA	67
6.1.	Introducción.....	67
6.2.	Definición de la geometría	67
6.2.1.	Condiciones de la turbina de 5MW de NREL.....	71



6.2.2.	Parametrización de la estructura.....	72
6.3.	Condiciones de contorno:	73
6.3.1.	Interacción suelo-cimentación-estructura.....	74
6.3.2.	Condiciones de mar:	75
6.4.	Estimación de las cargas inducidas por las olas	80
6.5.	Estimaciones de las cargas inducidas por el viento	83
6.6.	Estimación de las frecuencias naturales de la estructura.....	85
6.7.	Análisis de carga última	90
6.8.	Análisis de vida a fatiga.....	102
6.9.	Valoración económica de la solución.....	111
7.	CONCLUSIONES.....	115
8.	REFERENCIAS	119
9.	ÍNDICE DE FIGURAS	121
10.	ÍNDICE DE TABLAS.....	127

1. INTRODUCCIÓN

El presente Proyecto Fin de Carrera lo realiza Paula Aranzadi de Miguel, bajo la tutoría del Dr. D. Javier Sanz Corretge, el curso académico 2009-2010 en la Universidad Pública de Navarra.

El propósito del mismo es la valoración del entorno de simulación SESAM para el diseño de una estructura fija marina de tipo celosía para la instalación de un aerogenerador.

Por este motivo, el proyecto se propone dentro del Departamento de Ingeniería Mecánica, Energética y de Materiales de la Universidad Pública de Navarra.

Se considera un *trabajo tecnológico* según la descripción proporcionada por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales y de Telecomunicación: “Estudio de una idea o prototipo, modelado teórico de un equipo, sistema o instalación, que constituya una contribución original a las tecnologías actuales, o una aplicación original de las mismas tecnologías, propio de la titulación correspondiente”. Por lo tanto, está formado por este documento, Memoria, y otro documento de Anexos.

A la par de este proyecto, se está realizando dentro del mismo departamento un Proyecto Fin de Carrera sobre el estudio de otro tipo de estructura fija marina, tipo multipata.

La defensa del proyecto se realiza el de septiembre de 2010.



2. OBJETIVOS Y ALCANCE DEL PROYECTO

El propósito de este Proyecto Fin de Carrera es el estudio y diseño de una estructura fija marina de tipo celosía para la instalación de un aerogenerador. También es conocida como estructura tipo *Jacket*.



Figura 2.1.: Estructura *Jacket*

Así mismo, pretende valorar un paquete informático desarrollado para el diseño de plataformas petrolíferas marinas al diseño de las subestructuras de los aerogeneradores. Este conjunto de programas se conoce como SESAM y pertenecen a la empresa Det Norske Veritas (DNV) de nacionalidad noruega y la cual tiene gran experiencia en la construcción de estructuras marinas.

El proyecto fin de carrera fue propuesto por Acciona Energía dentro del proyecto Eolia en el que están participando. Acciona lidera EOLIA, uno de los proyectos Cenit que tiene como objetivo desarrollar la tecnología, metodología, equipos y sistemas constructivos necesarios para implantar con garantías técnicas y económicas parques eólicos en el mar en aguas profundas, o lo que es lo mismo, con profundidad superior a los 40 metros.



Figura 2.2.: Parque eólico marino y logotipo de Acciona Energía

El proyecto Eolia ha generado varias líneas de trabajo e investigación entre las que cabe citar:



- ◆ Actividad 1: Especificaciones generales;
- ◆ Actividad 2: Cimentaciones;
- ◆ Actividad 3: Evacuación eléctrica;
- ◆ Actividad 4: Estructuras flotantes;
- ◆ Actividad 5: Equipos navales;
- ◆ Actividad 6: Aerogeneradores marinos;
- ◆ Actividad 7: Evaluación emplazamientos;
- ◆ Actividad 8: Operación y mantenimiento;
- ◆ Actividad 9: Acuicultura *offshore*;
- ◆ Actividad 10: Desalación *offshore*.

Este proyecto final de carrera formaría parte de la actividad 2, cimentaciones.

Existen grandes diferencias respecto a las inversiones iniciales entre parques eólicos continentales y marinos. Principalmente se deben a los costes de cimentación y de las subestructuras en aguas marinas profundas. Mientras que en los parques terrestres suponen un 10% de la inversión total, en las turbinas marinas ascienden al 25-30%. De este modo, la reducción de los costes asociados a las técnicas de cimentación y subestructuras constituye un factor clave para que los parques eólicos marinos superen la frontera económica marcada por la línea de costa.

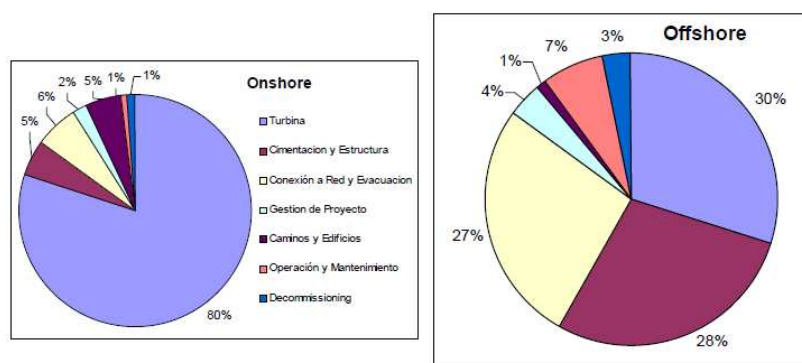


Figura 2.3.: Gráficas con la distribución de costes de un aerogenerador en tierra y otro en el mar

En estas gráficas, obtenidas de la /Referencia 1/: Memoria del proyecto EOLIA, se puede apreciar en color azul claro el porcentaje del coste de la turbina propiamente dicha, frente al color violeta que es el coste de la cimentación. En el caso de un aerogenerador continental, el coste de la turbina se aprecia como representa la mayor parte de la inversión, mientras que en el caso de las estructuras marinas, *offshore*, el coste de la cimentación asciende a una cifra comparable a la de la turbina, así como la conexión a red y evacuación de la energía. De hecho, actualmente el coste del MW de una instalación *offshore* se encuentra entre 2,2 y 2,3 veces el coste del MW de un parque *onshore*.

Como Acciona Energía realiza una labor de investigación en el sector de la eólica marina, y no una función puramente de diseño, este proyecto no pretende un diseño en detalle de una estructura, sino un diseño global con el que hacer un primer estudio de la viabilidad de este tipo de subestructuras para aguas de profundidades entre los 40 y 70 metros para una ubicación del Mar del Norte, de la cual se dispone de mediciones para el cálculo de las cargas de olas, y para una turbina de 5MW.

Dado que este tipo de proyectos esta en una fase puramente de desarrollo y de momento no se ha entrado en la fase de industrialización de parques marinos, este proyecto se enmarca dentro de la fase de diseño conceptual. Se persigue el dar un dimensionado inicial a una estructura de tipo *jacket* y sentar las bases de cálculo para este tipo de estructuras y aplicaciones.

Con este primer diseño, se pretende poder estimar un coste a grosso modo de una instalación de un aerogenerador marino, y también estimar los parámetros más determinantes en este coste para poder dirigir las líneas de investigación futura de reducción de costes, ya que como se ha explicado anteriormente, son la principal causa de freno de esta fuente de energía.

Además de conseguir el diseño de la estructura, con este ejercicio de dimensionado inicial se pretende poner a prueba al entorno de simulación SESAM, tal y como se ha indicado antes, el cual resulta una herramienta muy eficaz para el diseño de plataformas marinas petrolíferas.



Figura 2.4.: Logotipo del paquete informático SESAM desarrollado por *Det Norske Veritas*



3. INTRODUCCIÓN A LA EÓLICA MARINA

3.1. Beneficios y potencialidades de la eólica marina frente a la continental

El aprovechamiento de la energía eólica marina comenzó en aguas no profundas del Mar de Norte, motivado por la búsqueda de emplazamientos con un potencial de vientos mucho más favorable que las alternativas continentales en Europa.

Pero estas nuevas ubicaciones marinas en aguas de gran profundidad presentan beneficios adicionales, por lo que las principales ventajas de la eólica marina que cabe citar son:

- ◆ Mejores regímenes de viento;
- ◆ Menor impacto visual;
- ◆ Impulso de una nueva red eléctrica europea;
- ◆ Desarrollo de turbinas de mayor potencia.

En cuanto a la primera de ellas, la siguiente muestra los mapas de **vientos en Europa**:

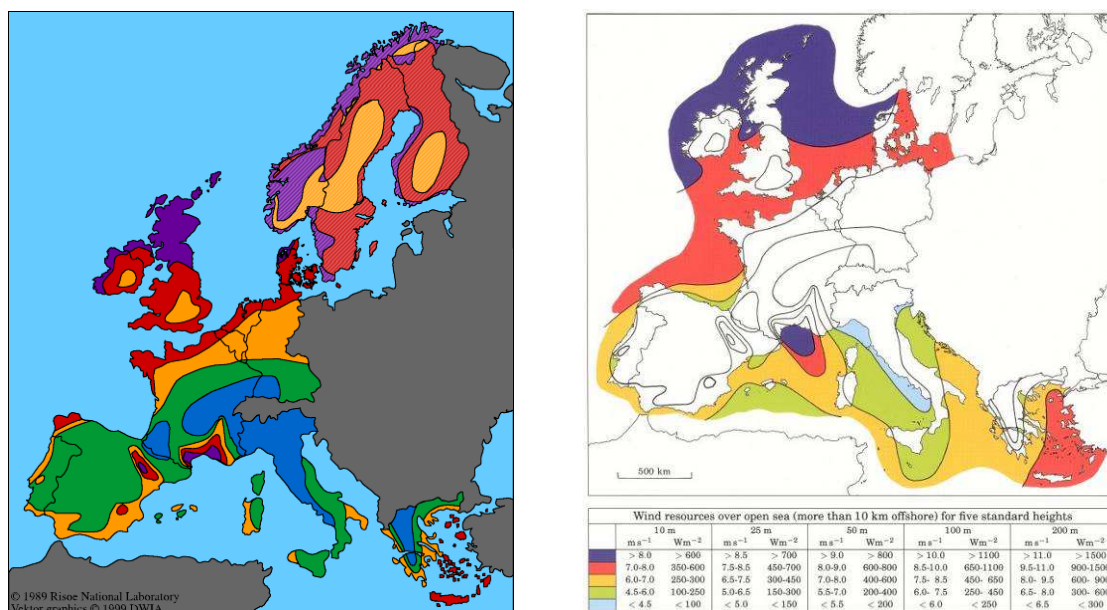


Figura 3.1.: Mapas de vientos europeos continentales (izquierda) y marinos (derecha)

La diferencia de potencial de los vientos continentales y marinos se puede apreciar en las dos imágenes anteriores. De hecho, el recurso eólico marino es hasta un 50% superior al del continente debido a regímenes menos turbulentos y más regulares del viento en dichas zonas.



Resulta principalmente llamativa la zona del Mar del Norte donde efectivamente se producen los vientos de mayor contenido energético. Además, en el Mar del Norte se da la característica de que se encuentra sobre una plataforma continental por lo que se pueden hallar profundidades de no más de 40m a distancias bastante grandes respecto de la costa. Esto es muy importante para el tema de las cimentaciones, ya que el coste de las mismas aumenta exponencialmente con la profundidad del emplazamiento.

El **menor impacto visual** presenta una ventaja debido a la lejanía respecto a tierra firme, pero siempre y cuando esté lo suficientemente cerca de los grandes asentamientos poblacionales que se concentran en las costas, ya que el hecho de disponer de una fuente de energía cerca del consumidor final disminuye claramente las pérdidas por transporte.

Por otro lado, con la creación de parques eólicos marinos se potenciará el nacimiento de una **red eléctrica europea** pudiendo conectar Reino Unido con el continente y además pudiendo unir Dinamarca, Alemania, Noruega y Suecia a través del Mar del Norte.



Figura 3.2.: Plan Maestro de desarrollo de la Red Eléctrica Europea a 20 años de la EWEA (Referencia 2)

Todo este desarrollo de la energía eólica marina ha sido posible por su precedente en tierra.

La energía eólica continental ha experimentado un elevado desarrollo tecnológico, lo que le ha permitido situarse en niveles de coste del kWh semejantes a las centrales de combustible fósil, tal y como se detalla en la Memoria EOLIA en la Referencia 1.

Development of the technology 500 times more energy yield since 1980

Increase in output

The output of wind turbines grew 100-fold in just 20 years. It will increase another five-fold with the utilisation of 5-MW turbines.

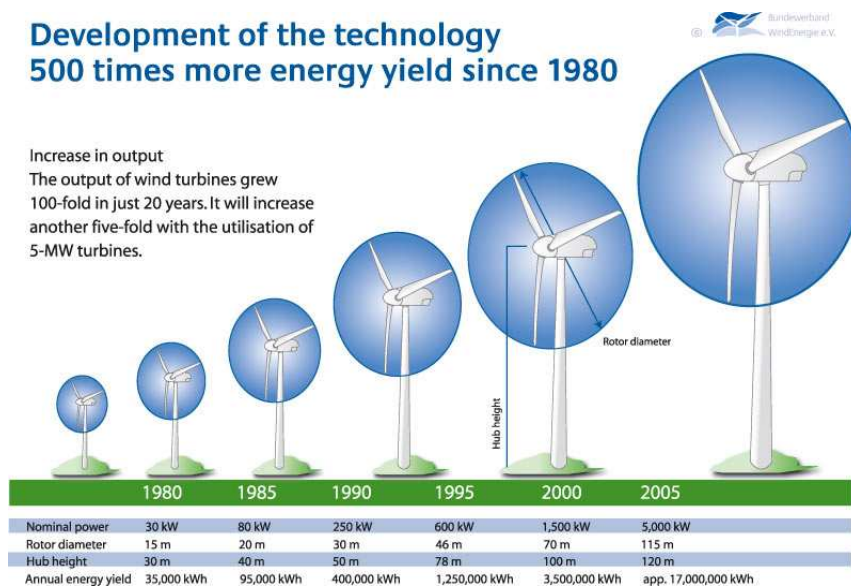


Figura 3.3.: Desarrollo del tamaño de los aerogeneradores desde 1980

En la imagen se muestra el **desarrollo del tamaño y potencia de las turbinas** en los últimos 30 años. El desarrollo de esta tecnología permite la instalación de mayor potencia en una sola plataforma, disminuyendo de esta manera los costes asociados a la subestructura, ya que como se ha visto en la Figura 1.3, gráficos de distribución de costes, la cimentación y conexión a red es un porcentaje muy elevado de gasto en las turbinas marinas.

Para contrarrestar las grandes inversiones necesarias para la instalación de estos parques, se han desarrollado múltiples investigaciones en las sinergias posibles. Las estructuras que cumplen la función de cimentación de las turbinas podrían aprovecharse como granjas marinas, plantas desalinizadoras o incluso disponer de sistemas de aprovechamiento de la energía maremotriz.



3.2. Descripción de los tipos de estructuras marinas actuales

Las primeras instalaciones de turbinas en el mar se realizaron en aguas no profundas utilizando las tecnologías existentes para parques en tierra y las tecnologías desarrolladas por el sector de extracción de petróleo y gas en alta mar. Durante la construcción de las mismas afloraron los puntos débiles de la tecnología utilizada hasta ese momento y la necesidad de disponer de nuevas tecnologías específicas para la construcción de parques eólicos marinos en aguas profundas a un nivel competitivo en el mercado.

Conforme ha ido avanzando el desarrollo de la energía eólica marina, han surgido nuevas necesidades. Principalmente el hecho de que los mejores emplazamientos se encuentran ubicados a mayores distancias de la costa, donde las profundidades del mar y los océanos son superiores a los 40m en su mayoría. Sin embargo, en estas profundidades ya no resulta posible la instalación de turbinas mediante las técnicas convencionales de cimentación, por lo que surge una nueva línea de investigación en materiales y estructuras para su aplicación en aguas de más de 40m de calado.

Esta segunda generación de subestructuras marinas son las estructuras fijas de acero multipata, como la celosía o trípode, que se basan en las utilizadas para plataformas de petróleo o gas.

Para profundidades superiores, la investigación de subestructuras se centra en el concepto de estructuras flotantes, las cuales pueden suponer un impulso definitivo para el desarrollo de parques eólicos en aguas profundas.

Resumiendo los tipos de subestructuras marinas existentes y en estudio en la actualidad, se podrían agrupar en tres grandes grupos: cimentaciones para aguas no profundas, hasta 18m; cimentaciones para aguas de profundidades medias, entorno a los 50m; y estructuras flotantes, para aguas muy profundas.

Para encontrar información más detallada acerca de los tipos de soluciones estructurales planteados actualmente en función de la profundidad y sus ventajas y desventajas, acudir a la /Referencia 1/: Memoria EOLIA al final de este documento.

3.2.1. Cimentaciones para aguas poco profundas (<18m)

Son cimentaciones que se basan en las técnicas utilizadas para los emplazamientos terrestres:

- ◆ Monopilote
- ◆ De gravedad

Las cimentaciones de tipo **monopilote** se aplican en aguas poco profundas y requieren un suelo firme y sólido. Consiste en un único pilote, tal y como su nombre indica, que se enclava al suelo marino. La ventaja principal es que son simples, ligeras y versátiles, ya que no precisan acondicionar el lecho marino. Sin embargo, como inconveniente está el difícil manejo de las mismas por su gran longitud, lo que hace que requieran grúas especiales y pilotaje. Además necesitan la pre-excavación del agujero donde van a ir instaladas.

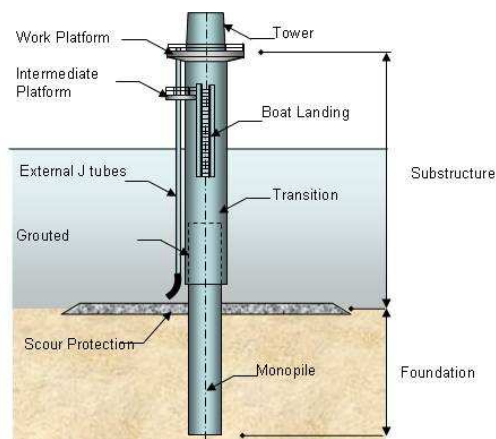


Figura 3.4.: Subestructura marina de tipo monopilote

Por otro lado, las cimentaciones por **gravedad** se realizan con zapatas similares a las utilizadas en turbinas terrestres. Estas suelen ser de cajón de acero o de cajón de hormigón. Su aplicación es posible en todo tipo de suelos marinos, siempre y cuando estén sobre una plataforma continental. Como ventaja tienen el fácil transporte e instalación pero como desventaja la escasa viabilidad en aguas profundas debido al incremento exagerado del coste.

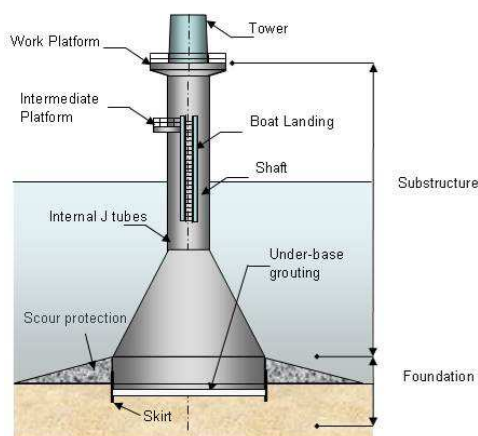


Figura 3.5.: Subestructura marina de tipo zapata. Cimentación por gravedad

3.2.2. Cimentaciones para profundidad intermedia. Estructuras fijas.

El siguiente bloque de subestructuras serían las de profundidades intermedias. En este grupo se encuentra la estructura en celosía a desarrollar en este Proyecto Fin de Carrera, la cual se explicará con más detalle en el siguiente apartado de la memoria: “3.3- Aplicación de las estructuras de tipo celosía en ámbito marino”. También se les conoce como cimentaciones **multipata**. Las de uso más extendido son las trípode y las de celosía. Estas últimas también se consideran multipata ya que se basan en cuatro patas verticales que se rigidizan mediante barras formando la celosía.

- ◆ Trípode
- ◆ Celosía, *Jacket*

Como ya se ha mencionado anteriormente, en paralelo a este proyecto, se está realizando otro Proyecto Fin de Carrera en el que se estudia el diseño de una estructura tipo **trípode** para aerogeneradores marinos.

La aplicación de este tipo de subestructuras permite profundidades mayores que las de gravedad o monopilote, entre 40 y 50m, y además aguantan condiciones ambientales variadas. Esto es debido a que el coste de las anteriores incrementa enormemente para más de 18m de profundidad, la cual está estimada como la altura máxima viable económicamente.

Los trípodes requieren un lecho marino sólido donde enclavar los micropilotes de unión al mismo, pero el acondicionamiento requerido del suelo marino es mínimo. Se trata de un tipo de estructura muy rígida y versátil, aunque tiene un coste de construcción e instalación muy elevado.

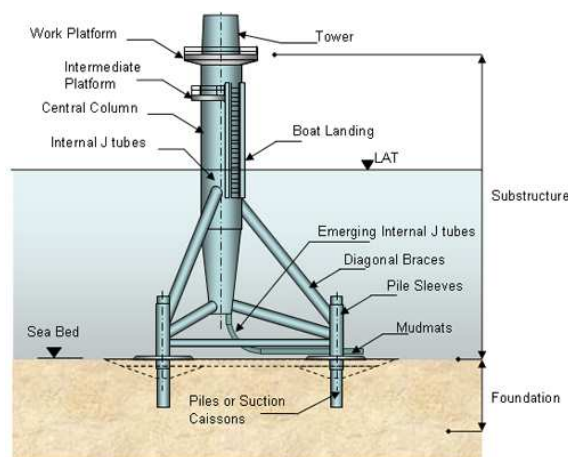


Figura 3.6.: Subestructura marina de tipo trípode

Por otro lado están las cimentaciones en **celosía**. Estas estructuras son para profundidades y condiciones análogas a las de tipo trípode. Surgen como aplicación de las tecnologías de las plataformas marinas de extracción de petróleo y gas al sector eólico. También son estructuras caras en cuanto a producción e instalación.

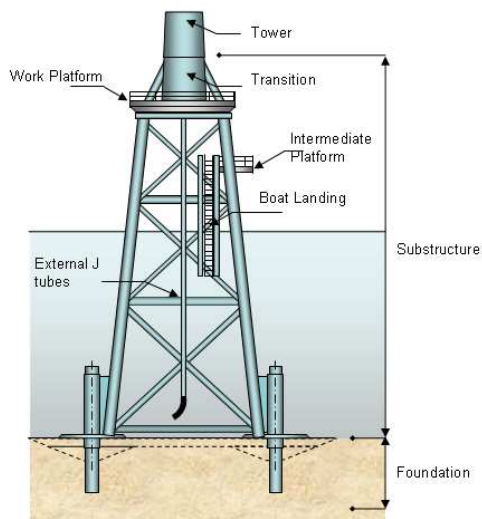


Figura 3.7.: Subestructuras marinas tipo celosía o Jacket

3.2.3. Cimentaciones para grandes profundidades. Estructuras flotantes.

Por último estaría un tercer bloque de cimentaciones, las cuales se encuentran en una etapa de estudio e investigación. Estas son las estructuras **flotantes**. En aguas de profundidades elevadas y con lechos marinos rocosos o difíciles para la instalación de una estructura marina fija, este tipo de subestructuras y anclajes parecen los más óptimos y con más futuro. Dentro de este grupo se pueden distinguir tres subgrupos según el tipo de sistema que utilizan para conseguir la estabilidad en flotación:

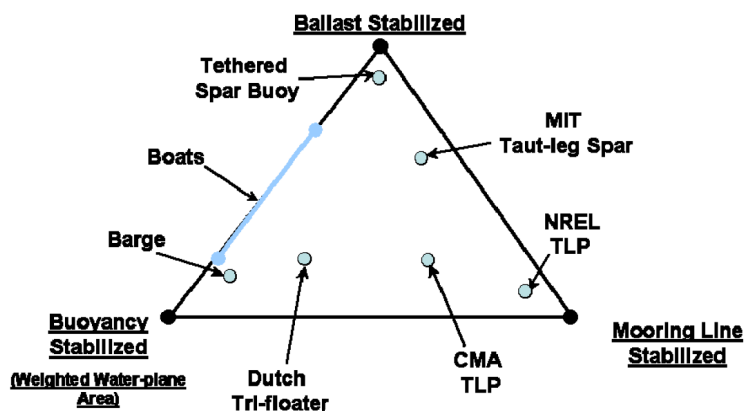


Figura 3.8.: Triángulo de estabilidad de los sistemas flotantes. /Referencia 3/

A esta figura se le conoce como el triángulo de estabilidad de estructuras flotantes el cual muestra los diferentes enfoques para alcanzar la estabilidad estática en la estructura flotante. Estos conceptos, que se encuentran en los vértices del triángulo, son la estabilidad por pesos, la estabilidad de formas y la estabilidad por sistema de fondeo.

Además el triángulo de estabilidad pretende representar el hecho de que los conceptos de estructuras flotantes son combinación de los tres enfoques.

Las estructuras flotantes se podrían clasificar entonces como sigue:

- ◆ SPAR: consigue la estabilidad por pesos, es decir por balasto (*Ballast*);
- ◆ Semisumergible o Barge: obtiene la estabilidad por formas (*Buoyancy*);
- ◆ TLP (*Tension Leg Platform*): que obtiene la estabilidad por sistema de fondeo (*Mooring Line*)

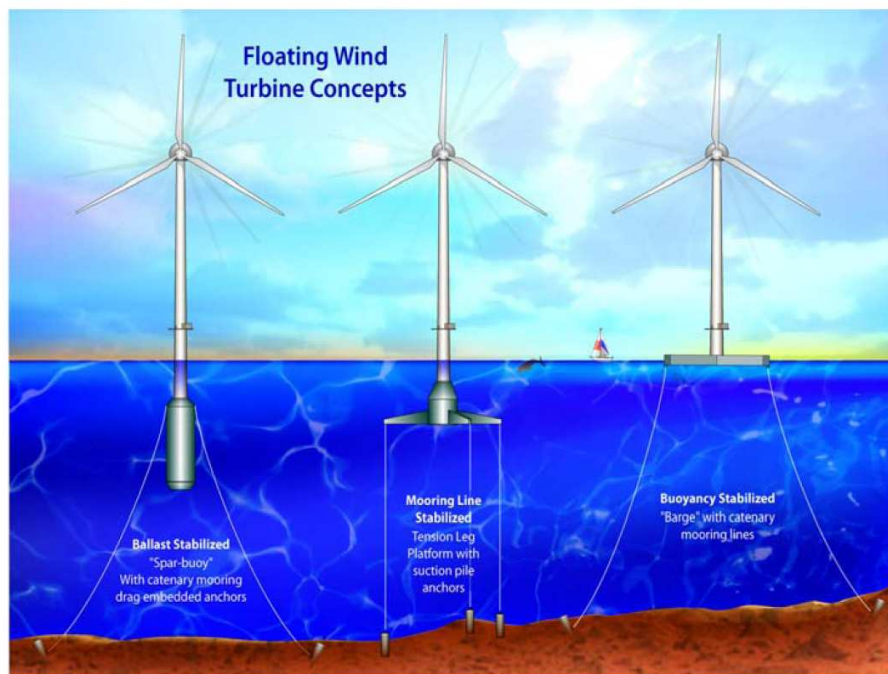


Figura 3.9.: Subestructuras eólicas marinas por medio de sistemas flotantes. /Referencia 3/

En la figura se pueden apreciar los tres tipos de sistemas de estabilidad en subestructuras flotantes. De todas maneras es importante remarcar que ninguna subestructura consigue la estabilidad por uno de los conceptos de forma pura, sino como combinación de ellos. Para un estudio más en profundidad de las estructuras flotantes se recomienda acudir a la /Referencia 3/: Retos de la ingeniería para las turbinas marinas eólicas flotantes.

Actualmente se está investigando en geometrías más complejas en las que varios aerogeneradores están colocados sobre una misma subestructura, pero el concepto del

sistema de fondeo y amarre al fondo marino sigue siendo según estos tres enfoques de estabilidad.



Figura 3.10.: Ideas de plataformas marinas que comparten varios aerogeneradores

3.3. Aplicación de estructuras en celosía en ámbito marino

Una celosía marina, conocida también como *jacket*, es una estructura de barras metálicas fundamentada en 4 patas, *legs*, que se encuentran rigidizadas mediante más barras metálicas. Este tipo de soluciones estructurales se adaptaron ya a las plataformas marinas de extracción de petróleo y gas.

3.3.1. Desarrollo histórico de la celosía marina

A continuación se hace una pequeña reseña histórica de la industria ‘offshore’:

Nace en 1.947 en el golfo de México con Kerr-McGee para explotar un pozo de petróleo en aguas de escasos 5m de profundidad. Esta información y mucha más acerca de la evolución de la tecnología para las plataformas *offshore* puede encontrarse en la /Referencia 4/: Revista “*Offshore*”.



Figura 3.11.: Primeras plataformas petrolíferas marinas con estructuras en celosía

A partir de ese momento se empezaron a introducir innovaciones en los distintos tipos de estructuras marinas, tanto fijas como flotantes, que eran situadas en emplazamientos con mayor profundidad y bajo condiciones ambientales más hostiles. Pero principalmente la estructura por excelencia para las plataformas de extracción en alta mar ha sido la celosía.

La mayor profundidad alcanzada con una estructura fija marina de este tipo se logró en 1.991 con una profundidad de 412m. A partir de aquí, mayores profundidades se traducen como estructuras fijas cada vez más caras y difíciles de instalar.

Ante esta situación surgió una alternativa innovadora y relativamente barata, una torre arriostrada “Lena”, la cual permite la deformación de sus elementos para soportar las cargas y está sostenida por un conjunto de tirantes para resistir las cargas de huracanes. Con este tipo de estructuras que permiten la deformación de las barras que la componen, se llegaron a alcanzar profundidades de hasta 500m.

Todas estas estructuras que se han mencionado fueron construidas en acero, no obstante hay que señalar que en la década de los ochenta se construyeron algunas cimentaciones de hormigón para aguas muy hostiles del Mar del Norte. Pero las estructuras en celosía seguían siendo las más utilizadas. Por último mencionar que en 1.975 se instaló en el Mar del Norte, con nacionalidad de Reino Unido, el primer sistema flotante para plataformas petrolíferas, y con este tipo de estructuras se ha llegado a alcanzar los 3.000m de profundidad.

En la siguiente figura se muestra la evolución de la estructura en celosía como cimentación para plataformas marinas en función de la profundidad del agua donde debían instalarse.

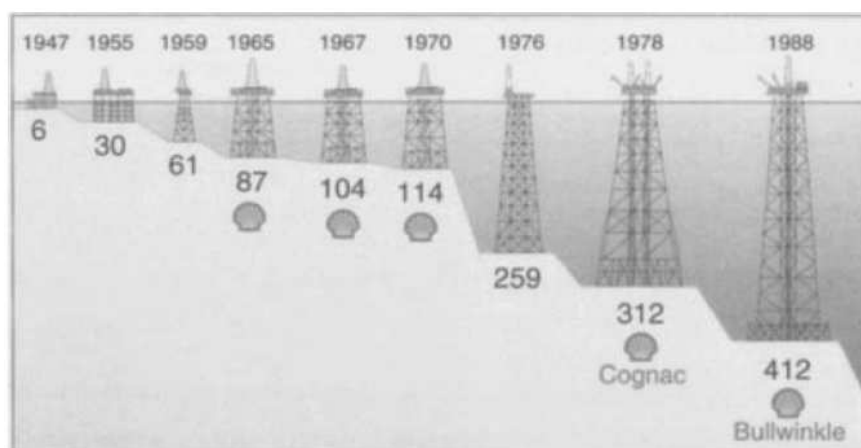


Figura 3.12.: Desarrollo del concepto estructural celosía en el ámbito de plataformas marinas fijas

Existen además otros conceptos híbridos entre estructuras tipo *jacket* y trípode, de manera que se consigue disminuir la cantidad de acero empleado en la subestructura.

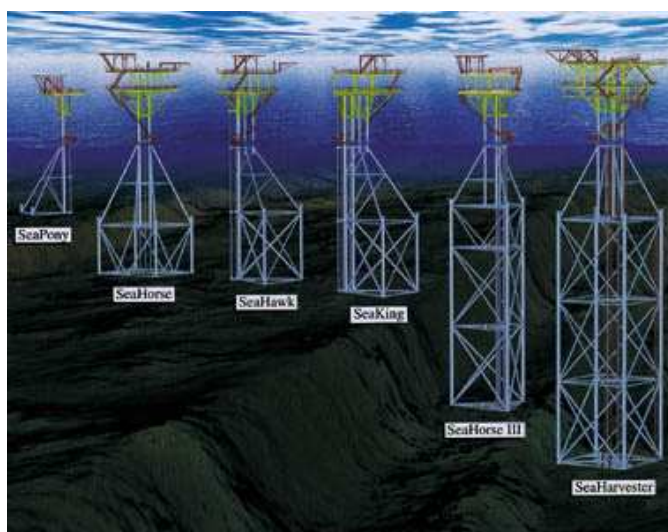


Figura 3.13.: Combinación de estructuras trípode y en celosía para plataformas fijas marinas



3.3.2. Sinergia y comparación con otros sectores

Las estructuras tienen como función soportar las condiciones ambientales, recibir la carga de la cubierta y transferirla a la cimentación, así como servir de soporte para otro tipo de elementos y subestructuras que existan debido al uso que se le esté dando. Las cargas ambientales que recibe una estructura en celosía con las debidas al mar, mediante el oleaje y las corrientes marinas, y al viento. Es por esta similitud con las estructuras marinas destinadas a las plataformas de extracción de petróleo y gas por lo que se extrapolan los conceptos estructurales a la industria de la eólica marina.

Por otro lado, pese a la gran similitud funcional, existen diferencias significativas entre ambos sectores. NREL realiza la siguiente comparación entre los requerimientos de diseño de plataformas petrolíferas y eólicas marinas:

Requerimientos de diseño	PLATAFORMA EÓLICA	PLATAFORMA PETROLÍFERA
Número de unidades producidas	1000	Habitualmente 1
Ratio de personal	Únicamente para mantenimiento	Viven en la plataforma
Ubicación y precisión en la localización	Baja	Alta
Riesgo de explosión	Identificado en zonas concretas	Extenso
Requerimientos de estabilización dinámicos	Se permiten movimientos importantes	Los movimientos tienen que ser limitados
Riesgos ante fallos	Pérdida de inversiones y aprovechamiento energético	Fugas de petróleo y riesgo para las personas que están en la plataforma
Profundidad habitual	12,9 – 182,88 m (teórico)	0,457 - 2,438 km

Tabla 3.1.: Comparación de las especificaciones de diseño entre una plataforma marina destinada al sector de extracción de petróleo o gas frente a una plataforma eólica realizada por NREL

Con esta tabla se quiere representar que el conocimiento del diseño de las estructuras marinas para plataformas petrolíferas o de gas no es suficiente para el diseño de las destinadas a parques eólicos marinos. Por ejemplo, el número de unidades producidas hace que las profundidades teóricas rentables sean mucho menores que las de plataformas de extracción en alta mar, por lo que no se pueden utilizar los conceptos estructurales o de instalación de forma idéntica, sino que hay que adaptarlos.

En cuanto a las cargas que solicitan las estructuras, en el caso de la plataforma petrolífera las olas son las que hacen más daño sobre la estructura y están consideradas como las cargas de operación o normales que solicitan dinámicamente a la estructura,

mientras que el viento puede caracterizarse por un perfil de velocidades constante salvo ráfagas turbulentas que son tratadas como casos extremos. En las subestructuras fijas marinas para aerogeneradores, como es la celosía, el viento debe considerarse una carga dinámica que excitará a la estructura tanto como las olas, por lo que es evidente los análisis a realizar por el diseñador no son iguales. Sin embargo, los códigos de análisis de las acciones del mar desarrollados para celosías del petróleo o de gas son una buena primera aproximación de cómo tratar el mar para las de las turbinas marinas, así como las especificaciones de diseño recogidas en las normativas de las estructuras *offshore*.

Pero no solamente se han desarrollado este tipo de estructuras para los aerogeneradores marinos, también existen soluciones estructurales de este tipo para algunas turbinas ubicadas en tierra.



Figura 3.14.: Torre de aerogenerador terrestre en celosía

Un ejemplo de la aplicación de este tipo de estructuras en celosía, son las 6 turbinas de RePower de 5MW instaladas en el Mar del Norte en términos alemanes en el parque experimental Alpha Ventus. (/Referencia 5/)



Figura 3.15.: Aerogeneradores de RePower de 5MW sobre estructuras *Jacket* en Alpha Ventus

Otra aplicación de las subestructuras marinas en celosía es precisamente para las plataformas de medición de los parques eólicos marinos. Por ejemplo, en el parque Alpha Ventus de Alemania se encuentra la plataforma Fino1, la cual está también sustentada por una estructura en celosía como se ve a continuación. Pueden existir



diversas plataformas con multitud de funciones: helipuertos, central del parque, torres de medición de datos, etc.

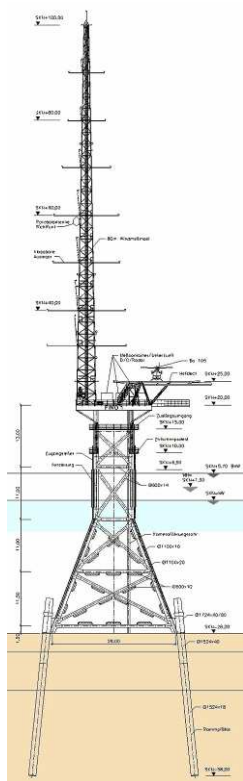


Figura 3.16.: Plataforma de medición FINO1 en el parque Alpha Ventus sobre su estructura en celosía

3.4. Desarrollo futuro

Desde que se instaló el primer aerogenerador en el mar, lo cual tuvo lugar en el año 1.990 en Suecia, la evolución del aprovechamiento de la energía eólica marina ha pasado por diversas etapas.

Según la Memoria del Proyecto Eolia (/Referencia 1/), en una primera fase, entre 1.991 y el año 1.998, se desarrollaron proyectos experimentales de potencia reducida en los que se fueron probando diferentes modelos de turbinas y distintos tipos de cimentaciones. Fue un periodo de desconfianza en el que el sector eólico se centraba en el creciente mercado en desarrollo de los parques eólicos terrestres. Pese a las dudas surgidas, estas instalaciones demostraron buenos índices de rentabilidad y fiabilidad, lo que aseguraba un futuro a este tipo de parques.

Posteriormente se abrió un periodo de euforia generalizada. Se instalaron por primera vez aerogeneradores de potencias superiores al megavatio, siendo el primer parque de estas características el de “Utgrunden” de Suecia del año 2.000. Especialmente dieron un gran impulso en estos años los parques de “Horns Rev” y “Nysted” en Dinamarca en 2.002 y 2.003 que supusieron la confirmación de la viabilidad de la instalación de parques eólicos en el mar. El desarrollo se focalizó en la obtención de tecnología específica para el mar.



Figura 3.17.: (Izda) parque eólico marino de Horns Rev 1 y (dcha) parque eólico marino Utgrunden

Por último, actualmente la eólica marina se encuentra en una etapa de desarrollo más equilibrado. Los proyectos son más selectivos y conducen a una estabilización del sector.

En los próximos años se ha estimado que va a aumentar considerablemente la potencia eólica instalada en parques marinos. Estas estimaciones están realizadas por la Asociación de la Energía Eólica Europea, EWEA, y quedan recogidas en la /Referencia 2/, así como por los principales agentes participantes en el proyecto Eolia, /Referencia 1/. En el año 2009 había en Europa 828 aerogeneradores funcionando, lo que supone una potencia de 2,05GW (alrededor de un 10% de la potencia instalada en todo Europa). Para 2010 se espera la instalación de otros 1.000 aerogeneradores en el Mar del Norte, siendo Reino Unido el país que más fuerte ha apostado por este tipo de tecnología habiendo comunicado que va a instalar 6.400 aerogeneradores nuevos para el año 2020.



La Asociación de la Energía Eólica Europea (EAWE, *European Association Wind Energy*) prevé para 2020 una capacidad instalada de aerogeneradores marinos en la Unión Europea de 40.000 MW. Esta previsión supone una inversión de 8.800 millones de euros, la cual ahora parece que por temas de la crisis financiera podría no estar disponible y por tanto ralentizar los proyectos. Para el 2030 se estimarían unos 150.000 MW de capacidad instalada que producirían unos 563 TWh que abastecerían al 15% de la población Europea. Este proyecto también implica un alto nivel de inversión hasta alcanzar los 16.500 millones de euros.

Year	Cumulative capacity (MW)	Annual installations (MW)	Wind energy production (TWh)	Wind energy's share of electricity demand (EC ref. scenario)	Wind energy's share of electricity demand (EC New Energy Policy)	Annual offshore wind power investments (€ billion)	CO ₂ avoided annually (Mt)
2000	35.35	3.8	0	0.0%	0.0%	0.007	0
2001	85.85	50.5	0	0.0%	0.0%	0.089	0
2002	255.85	170	1	0.0%	0.0%	0.306	1
2003	515.05	259.2	2	0.1%	0.1%	0.480	1
2004	604.75	89.7	2	0.1%	0.1%	0.175	2
2005	694.75	90	3	0.1%	0.1%	0.185	2
2006	895.25	200.5	3	0.1%	0.1%	0.431	2
2007	1,105.25	210	4	0.1%	0.1%	0.483	3
2008	1,471.33	366.08	5	0.2%	0.2%	0.879	4
2009	1,901	430	7	0.2%	0.2%	1.032	4
2010	3,001	1,099	11	0.3%	0.3%	2.529	7
2020	40,000	6,915	148	3.6%	4.3%	8.810	85
2030	150,000	13,690	563	12.8%	16.7%	16.510	292

Tabla 3.2.: Extractos de la tabla en el Anexo 1 de la instalación en energía eólica marina prevista por la EWEA en el periodo 2000-2030 (información contenida en la /Referencia 2/)

Además, no sólo se espera que se continúe instalando en los países que ya disponen de este tipo de parques eólicos, sino que también otras naciones como Francia y España comenzarán a abrirse paso en este sector. Algunos de estos países que van a empezar su trayectoria en la industria eólica marina tienen la gran ventaja de disponer de buenas características en sus plataformas costeras. Es decir, profundidades no muy elevadas a grandes distancias de la costa, y suelos marinos óptimos para la cimentación y agarre de las estructuras. Este no es el caso de España, la cual presenta más dificultades ya que son escasas las localizaciones con áreas compatibles con las instalaciones eólicas en profundidades inferiores a 30m.

Viene al caso nombrar la importancia de los marcos políticos de los diferentes países. Debido a las altas inversiones necesarias para la instalación de parques eólicos marinos, es importante la regulación de los gobiernos en cuanto al coste de la energía y las primas asociadas a las energías renovables. En España se produce un hecho añadido. Debido a la tradición turística del país, el impacto visual de los parques eólicos adquiere

un peso muy elevado, por lo que obligaría a recurrir a la instalación de parques eólicos marinos a grandes distancias de la costa, donde las profundidades del agua superan los 100m. Debido a esto, el futuro claro de los parques eólicos que puedan ubicarse en costas españolas, queda determinado por el desarrollo de las estructuras flotantes, ya que deberá ser el medio de cimentación requerido.

En cuanto a la situación actual europea, existe hoy en día un conjunto de parques experimentales los cuales marcarán la tendencia del futuro.

En la siguiente tabla se enumeran algunos de estos parques experimentales con referencias de las máquinas instaladas, subestructuras utilizadas y propiedades del entorno:

Subestructura	Parques eólicos marinos	Profundidad agua
Monopilote	Utgrunden (SE), Blyth (UK), Horns Rev (DK), North Hoyle (UK), Scroby Sands (UK), Arklow (IE) Ireland, Barrow (UK), Kentish Flats (UK), OWEZ (NL), Princess Amalia (NL)	Hasta 18m
<i>Jacket</i> (celosía)	Beatrice (UK), Alpha Ventus (DE)	10m – 50m
Trípode	Alpha Ventus (DE)	10m – 50m
Base de gravedad	Vindeby (DK), Tuno know (DK), Middlegrunden (DK), Nysted (DK), Lilgrund (SE), Thornton Bank (BE)	Hasta 18m
Estructuras flotantes	Karm øy (NO)	Más de 50m

Tabla 3.3.: Parques eólicos marinos actuales

Un ejemplo de parque eólico marino con estructuras fijas es el Alpha Ventus. Se encuentra situado en Alemania a 45km del norte de la isla Borkum. Se terminó de construir el 16 de Noviembre de 2009 después de un periodo de 7 meses. Además de las 6 turbinas que tiene instaladas en el parque para experimentación, también cuenta con una plataforma de mediciones FINO1, la cual pretende medir tanto las velocidades de viento como las cargas de las olas y corrientes del mar, para de esta manera poder caracterizar mejor las solicitaciones dinámicas del entorno sobre las estructuras.

Todo esto es debido a que en la actualidad no se dispone de tecnologías ni mediciones para la selección de emplazamientos óptimos en entornos marinos, y no se puede extrapolar los datos obtenidos para los parques terrestres ya que las condiciones de viento en cuanto a los perfiles y las turbulencias no son iguales.



Además no es posible utilizar la experiencia en el sector petrolífero y de gas ya que existe una gran diferencia entre estas plataformas y los parques eólicos en el mar en cuanto a riesgos, costes y series de producción.

Los principales retos tecnológicos, los cuales son el presente y el futuro de la eólica marina se podrían resumir como siguen:

- ◆ Desarrollo de turbinas de mayor potencia y adaptadas a las condiciones del viento marino, el cual es más constante, con menos turbulencia y alcanza la estabilidad del perfil vertical de velocidades más rápidamente. Para que sea posible el desarrollo de aerogeneradores de mayor potencia, es necesaria una investigación paralela de nuevos materiales que den una mayor resistencia y sean más ligeros para no aumentar exageradamente el tamaño de los aerogeneradores, ya que sino sería muy difícil su manipulación;
- ◆ Desarrollo de tecnologías nuevas para obtener un cable submarino de gran fiabilidad para largas distancias de la costa y además que tengan la capacidad de evacuar mayor tensión que los utilizados en los parques eólicos terrestres;
- ◆ De la mano con lo anterior va el desarrollo de nuevos componentes y tecnologías HVDC (*High Voltage Direct Current*) para la evacuación de dichos niveles de potencia tan altos;
- ◆ No deberían existir limitaciones en la instalación de parques en cuanto a la profundidad de las aguas se refiere en cuanto a poder alcanzar un aprovechamiento de energía óptimo, por lo que deberán desarrollarse nuevos materiales y tecnologías de construcción de estructuras flotantes para los aerogeneradores, subestaciones, y demás sistemas e instalaciones que posean los parques eólicos;
- ◆ Desarrollo de tecnologías para lograr el aprovechamiento de las cimentaciones y estructuras flotantes como serían las granjas marinas en mar abierto o plantas de desalación;
- ◆ Desarrollo de nuevas tecnologías de buques para las labores de montaje, mantenimiento, estudio y medición de los parques eólicos.

4. ESTADO DE ARTE EN EL DISEÑO DE ESTRUCTURAS MARINAS

4.1. Introducción

Actualmente el diseño de las estructuras marinas para la instalación de aerogeneradores en el mar se encuentra en una etapa de investigación y desarrollo. La línea de trabajo más importante está en el desarrollo de *software* y la correlación de los paquetes informáticos existentes para obtener un cálculo fiable y realista de la estructura.

Las turbinas de viento situadas en alta mar son diseñadas y analizadas utilizando códigos de simulación muy complejos que deberían tener en cuenta el acoplamiento de la dinámica del flujo de viento, la aerodinámica, elasticidad, y los controles del aerogenerador, con las olas incidentes sobre la subestructura, hidrodinámica y la dinámica de la cimentación donde apoya la estructura en el lecho marino. Existen programas con gran desarrollo histórico y mucha experiencia tanto para el cálculo aeroelástico de la turbina, como podría ser Bladed de Garrad Hassan, o para el cálculo de la hidrodinámica de la subestructura, como podría ser SESAM de Det Norske Veritas, el cual se está valorando precisamente en este Proyecto Final de Carrera, pero hay un problema de integración de los distintos problemas físicos en un único *software*. Bladed dispone de un módulo de cálculo *offshore* pero que está todavía en una fase de prueba.

El *Offshore Code Comparison Collaborative* (OC3) es un organismo creado en Europa con el fin de reunir a los realizadores de códigos de estructuras marinas para que puedan comparar los últimos avances y compartir experiencias en la realización de los mismos.

Algunas de las soluciones utilizadas por organismos de toda Europa en la utilización de *software* son las mostradas en la siguiente tabla que se ha obtenido de un informe del OC3 de Enero de 2008 que queda documentado en la /Referencia 6/.



Table 1. Overview of Aero-Hydro-Servo-Elastic Modeling Capabilities

	FAST	Bladed	FLEX5	ADAMS	HAWC2
Code Developer	NREL	GH	DTU / SWE	MSC / NREL	Risø
OC3 User	NREL, CENER	GH, CENER	SWE	NREL	Risø
Aerodynamics					
Loading Model	BEM, GDW	BEM, GDW	BEM	BEM, GDW	BEM, GDW
Hydrodynamics					
Wave Kinematics	Airy ² , UD	Airy ² , Stream	Airy ² , Stream, UD	Airy ² , UD	UD
Loading Model	ME ^{1,2,3} , PF, UD	ME ^{1,2,3}	ME ^{1,2,3,4}	ME ^{1,2,3} , PF, UD	ME ^{1,2,3}
Control System (Servo)					
Implementation	DLL, UD, SM	DLL	DLL, UD	DLL, UD	DLL, UD
Structural Dynamics (Elastic)					
Analysis Method	Modal / MBS	Modal / FEM	Modal / FEM	MBS	MBS / FEM
Support Structure Types	GB, MP, FL ^{1,2,3,4}	GB, MP, SF, FL ¹	GB, MP, SF, FL ¹	GB, MP, SF, FL ^{1,2,3,4}	GB, MP, SF, FL ¹
Foundation Models	AF, CS, DS, UD	AF, CS, DS	AF, CS, DS, UD	AF, CS, DS, UD	AF, CS, DS, UD
AF	- apparent fixity length (i.e., cantilevered beam)				
Airy ²	- Airy wave theory with free surface effect corrections				
BEM	- blade-element / momentum				
CS	- coupled springs at mudline				
DLL	- external dynamic link library				
DS	- distributed springs				
DTU	- Technical University of Denmark				
GB	- gravity base				
GDW	- generalized dynamic wake				
FEM	- finite-element method				
FL ^{1,2,3,4}	- floating platform of type 1) spar buoy 2) tension leg platform 3) barge 4) hybrid concept				
MBS	- multibody-dynamics formulation				
ME ^{1,2,3,4}	- Morison equation for calculation of term 1) viscous drag and inertia 2) added mass 3) relative kinematics 4) slam 5) slap 6) breaking wave impact 7) MacCumber-Fuchs				
MP	- monopile				
MSC	- MSC Software Corporation				
PF	- linear potential flow with radiation and diffraction				
SF	- arbitrary space frame				
SM	- interface to Simulink [®] with MATLAB [®]				
UD	- implementation through user-defined subroutine available				

Tabla 4.1.: Resumen de las capacidades Aero-Hidro-Servo-elásticas de los diferentes modelos

Otro reto importante está en la medición de las características de los entornos marinos, vientos, olas y corrientes. Pese a la existencia de mapas de vientos y mares, para el diseño de la instalación de la turbina, es importante tener mediciones del punto exacto donde se va a instalar. Para poder tomar estas mediciones se necesita el desarrollo de nuevas tecnologías de aparatos de medición, como podrían ser las copas anemométricas, las paletas de dirección de viento, los anemómetros sónicos, y los sensores remotos como son los LIDAR (*Light Detection And Ranking*) y los SODAR (*Sound Detection And Ranking*), así como la instalación de plataformas de medición. Un ejemplo de este tipo de plataformas es la FINO1 de la que ya se ha mencionado algo en este proyecto, en el anterior capítulo, situada en el parque Alpha Ventus, /Referencia 5/, en aguas alemanas del Mar del Norte. En Dinamarca, Alemania, Noruega y Reino Unido se están llevando muchas investigaciones al respecto.

Por otro lado, las empresas al cargo del diseño de los aerogeneradores están comenzando con el desarrollo de nuevas turbinas, no sólo de mayor potencia, sino que además turbinas que se adapten mejor a las condiciones y requerimientos de la ubicación en alta mar.

Por último, también es importante el desarrollo de nuevas tecnologías de buques para la instalación, transporte y mantenimiento de las subestructuras en alta mar, de hecho, el proyecto Eolia recoge una actividad al respecto, /Referencia 1/.



4.2. Normativa vigente. Especificaciones de diseño

Existen diversas normativas que pretenden regular el diseño de los aerogeneradores marinos. Las normas más importantes son:

- ◆ IEC 61400-3 Ed.1: *Wind turbines – Part 3: Design requirements for Offshore wind turbines* (Requerimientos de diseño para un aerogenerador en alta mar) /Referencia 7/.
- ◆ Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms-Working Stress Design, API (American Petroleum Institut) /Referencia 8/.

La primera de estas normas es la de la *International Electrotechnical Commission*, en concreto una extensión de la IEC 61400 que se refiere a aerogeneradores. La extensión 3 se refiero a aerogeneradores ubicados en el mar.

Se utilizan estas dos normativas porque al fin y al cabo son las exigidas por las certificadoras de turbinas como es por ejemplo GL (*Germanischer Lloyd*).

En este Proyecto Fin de Carrera, se combinan ambas normas, ya que la primera de ellas es específica de aerogeneradores, pero debido al software utilizado en el diseño, resulta imposible aplicar todos los casos de carga que marca. Más adelante se explicará esto en detalle. La norma API sin embargo, es una norma específica de estructuras fijas marinas por lo que en cuanto al diseño de la subestructura marina que se pretende llevar a cabo, aporta mucha más información sobre cómo actuar.

Se debe tener en cuenta que en este proyecto, debido al carácter de estudio de la adecuación de un paquete informático, resulta imposible llevar a cabo todas las indicaciones que dictan las normas.

Así pues, las especificaciones de diseño de una plataforma para aerogeneradores situada en el mar tienen como base las de cualquier plataforma que vaya a instalarse en él, con las consideraciones oportunas debidas al funcionamiento de la máquina.

Utilizando como base la norma IEC 61400 – 3 (*International Electrotechnical Commission, Wind Turbines, Part 3: Design Requirements for offshore wind turbines*, Requerimientos de diseño para un aerogenerador en alta mar), las especificaciones se podrían englobar como sigue:

- ◆ Elementos principales;
- ◆ Condiciones externas;
- ◆ Diseño estructural;
- ◆ Sistema de control y protección;
- ◆ Sistemas mecánicos;

- ◆ Sistemas eléctricos;
- ◆ Diseño de la fundación;
- ◆ Evaluación de las condiciones externas en la ubicación de una turbina marina;
- ◆ Ensamblaje, instalación y levantamiento;
- ◆ Transporte, operación y mantenimiento.

Para una información detallada de cada uno de estos puntos ir a la /Referencia 7/, IEC 61400-3. Existe un anexo en dicha normativa que hace referencia a todos los parámetros a tener en cuenta en el diseño de una turbina *offshore*. Este es el anexo *Annex A (informative): Key design parameters for an offshore wind turbine*, que se adjunta en el Anexo 4 de este documento.

4.2.1. Diseño estructural

El proceso del diseño de un aerogenerador ubicado en el mar debe seguir un esquema iterativo tal y como queda recogido en el siguiente diagrama.

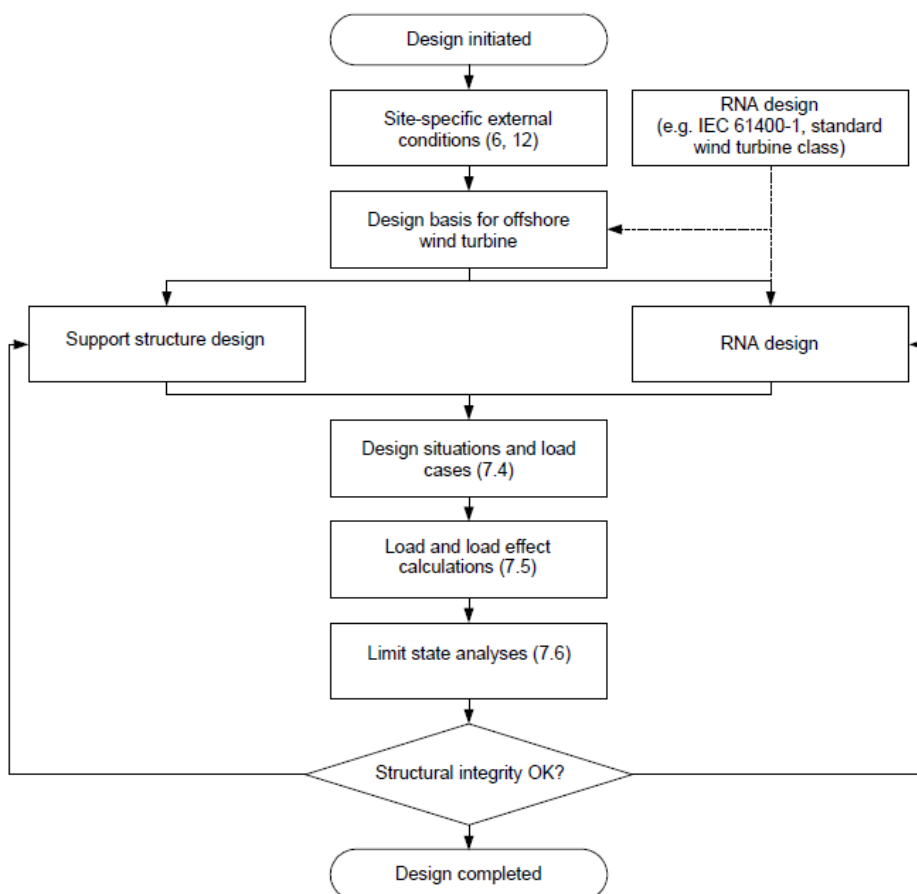


Figura 4.1.: Proceso de diseño para una turbina eólica marina /Referencia 7/



La integridad de los componentes estructurales que han de soportar carga de una turbina eólica marina deberán ser verificados y estar dentro de unos niveles de seguridad determinados. La resistencia de los miembros a carga última y a fatiga deberá ser comprobada mediante cálculos y/o pruebas en laboratorio de modelos a escala para demostrar la integridad estructural a un nivel de seguridad adecuado.

Los análisis estructurales deben realizarse de acuerdo con la ISO 2394.

Los cálculos deberán realizarse con los métodos adecuados. En la documentación del diseño deberá quedar recogida la descripción de los métodos de cálculo utilizados en los análisis. La descripción deberá incluir la evidencia de la validación de los métodos de cálculo o referencias a estudios que lo verifiquen.

Los criterios de diseño principales para la realización de este Proyecto Fin de Carrera son los siguientes:

- ◆ La vida de diseño de la turbina deberá ser de al menos 20 años;
- ◆ El diseñador deberá especificar el modelo y las características de la turbina que se han utilizado para el diseño;
- ◆ La caracterización de viento y condiciones marinas (olas, corriente marina, propiedades del lecho marino y su evolución temporal, otras propiedades tales como el crecimiento marino o impacto de bloques de hielo, etc.) deberá realizarse de acuerdo con lo descrito en el apartado 4.3 de este documento: “Caracterización de solicitaciones en una estructura marina”.

Los casos de carga a analizar bajo los criterios de diseño para poder verificar la integridad de la estructura son la combinación de:

- ◆ Situaciones normales de diseño y condiciones externas normales o extremas;
- ◆ Situaciones de diseño de falta y condiciones externas apropiadas;
- ◆ Situaciones de diseño durante el transporte, instalación y mantenimiento con sus condiciones externas apropiadas.

Sólo podrá darse por completado el diseño del aerogenerador cuando su integridad estructural haya sido verificada en base a los análisis de los estados límite definidos en la IEC 61400-3 que están documentados en el Anexo 2 de esta memoria que representan estas situaciones de diseño.

Diseño de la subestructura o fundación

El diseño y el análisis estructural de la fundación o subestructura sobre la que se apoya el aerogenerador *offshore* deben ser realizados de acuerdo con las normativas ISO para el diseño de estructuras marinas u otros estándares. En el caso de este Proyecto Fin de Carrera, el diseño de la subestructura se apoya en la Práctica Recomendada de API,

RP 2A-WSD, tal y como se ha mencionado anteriormente. Se deberá demostrar que cualquier otra normativa que se utilice al menos tiene el mismo nivel de confianza con respecto a la tensión última y fatiga que los que se nombran en los casos de carga de las tablas anteriores. En general, la fundación de la subestructura debe cumplir con la norma ISO 19900. Recoge requerimientos específicos de la geotecnia y la cimentación para un amplio rango de casos ingenieriles en alta mar.

Las subestructuras deben diseñarse para soportar tanto cargas estáticas como dinámicas tal y como se recoge en los casos de carga de las tablas 1 y 2 del Anexo 2. Las cargas que soliciten a fatiga y causen un daño durante el transporte y la instalación de las subestructuras deberán tenerse en cuenta. En el caso de que la subestructura vaya sujeta al fondo marino mediante unos pilotes, deberá verificarse además con un análisis específico de la interacción suelo-pilote-estructura, teniendo en cuenta la dinámica de esta unión.

El siguiente diagrama recoge el proceso de diseño de la subestructura *offshore*:

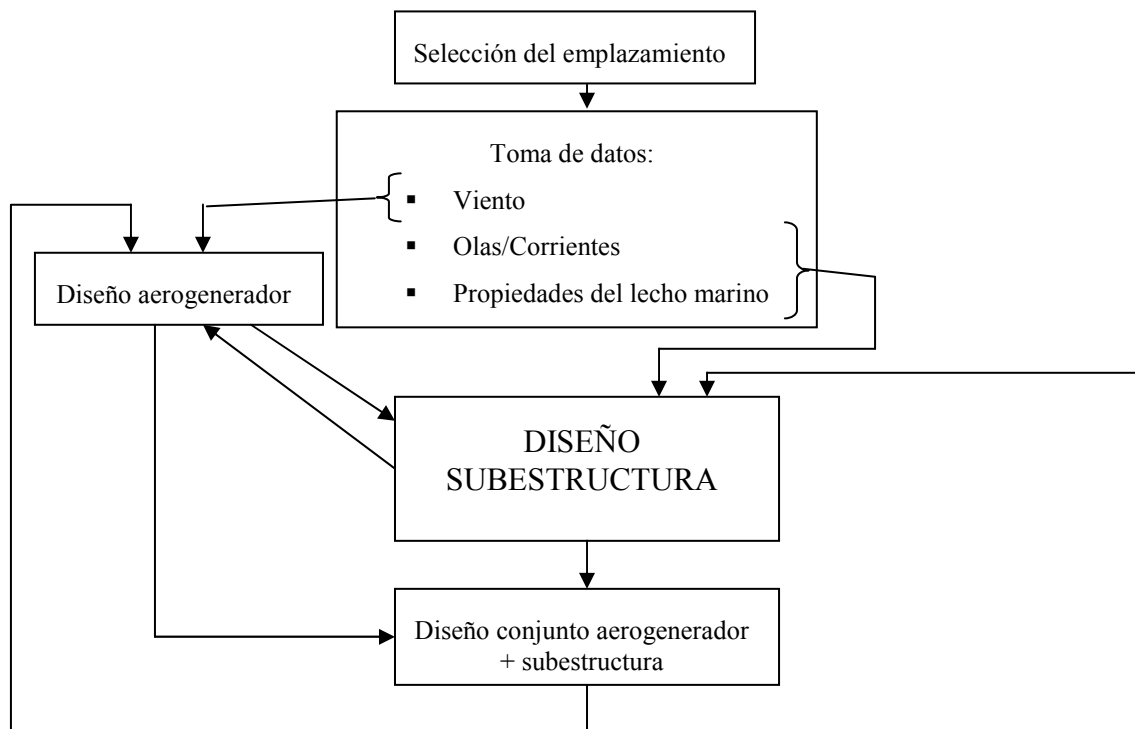


Figura 4.2.: Diagrama del proceso de diseño preliminar de una subestructura marina fija

4.3. Caracterización de solicitaciones en una estructura marina

Las principales solicitaciones sobre un aerogenerador ubicado en el mar que habrán de tenerse en cuenta en el cálculo estructural del mismo quedan reflejadas en la siguiente figura:

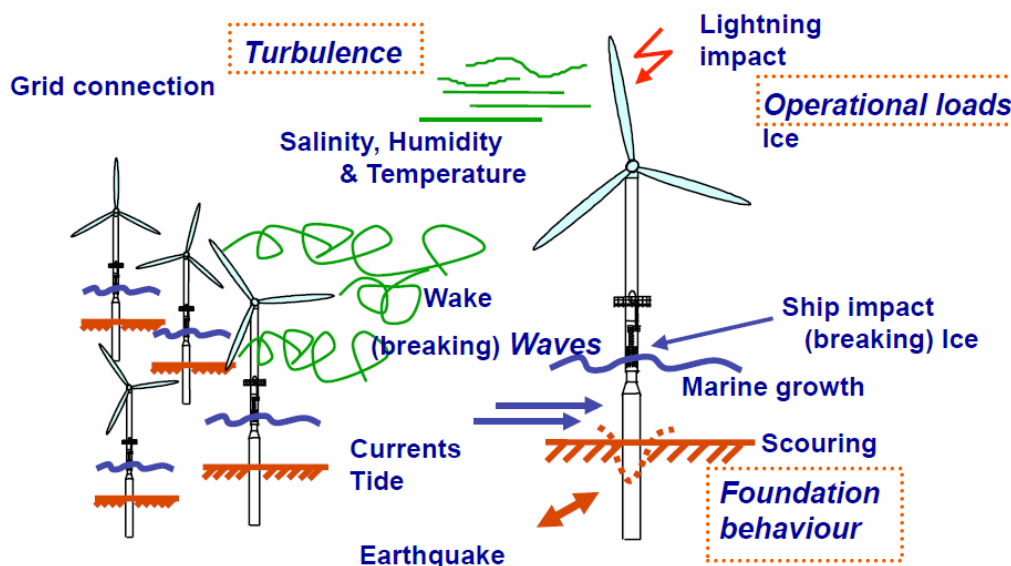


Figura 4.3.: Cargas del entorno sobre el aerogenerador marino

En los casos de carga que propone la norma se recogen todos estos modos de carga del entorno sobre la estructura. Sin embargo, debido a las deficiencias del paquete informático SESAM que se utiliza en la ejecución de este Proyecto Fin de Carrera, no es posible comprobar todos ellos. No existe la posibilidad más que de calcular las cargas debidas a olas, a un viento constante y el comportamiento del lecho marino.

A continuación se explica cómo se calculan todas estas acciones. Estas teorías las recoge la normativa y la bibliografía naval. En las referencias /Referencia 9/ y /Referencia 10/ se documentan los textos utilizados para la comprensión de todas ellas.

4.3.1. Acciones debidas a las olas

La acción del oleaje es el impulso mecánico generado por el impacto de las partículas de agua con la estructura. Para entender porqué se produce este impacto es necesario abordar primero la caracterización de la cinemática de las partículas de agua en un estado de mar y la elevación de la superficie del mar.

Existen diferentes enfoques para llevar a cabo tal caracterización. En función del dominio de respuesta estructural se puede clasificar los análisis en:

- ♦ Análisis temporales;
- ♦ Análisis frecuenciales;

Además estos pueden ser realizados con variable aleatoria o determinista.

Se dispone de estos dos enfoques de cálculo distintos para cuantificar un mismo fenómeno, aunque es conveniente recalcar que la estadística implícita en cada uno de ellos es la misma. Dependerá del diseñador y de las recomendaciones que realice la normativa, el uso de uno u otro para realizar los diferentes análisis y cálculos necesarios sobre la estructura.

Dominio del tiempo. Hidrodinámica clásica

Las olas son ondas mecánicas superficiales. Es decir, son la propagación de una perturbación de un medio material (agua) a través de la interfaz entre dos medios (el agua del mar y el aire en este caso).

El origen de las olas marinas, así como las fuerzas que participan en su generación y propagación, es muy diverso. Esto hace que el rango de periodos de oscilación de las mismas sea muy extenso, de unas décimas de segundo (olas capilares) a varios años (olas causadas por cambios climáticos globales).

A continuación se muestra en la figura una gráfica que relaciona el contenido energético de las olas con la frecuencia, el agente generador y la fuerza restauradora de las mismas. El agente generador es aquel que hace que el agua se levante formando la ola, y la fuerza restauradora la causante de que el agua vuelva a la superficie lisa inicial, por lo que provoca el que la perturbación avance, la ola se desplace.

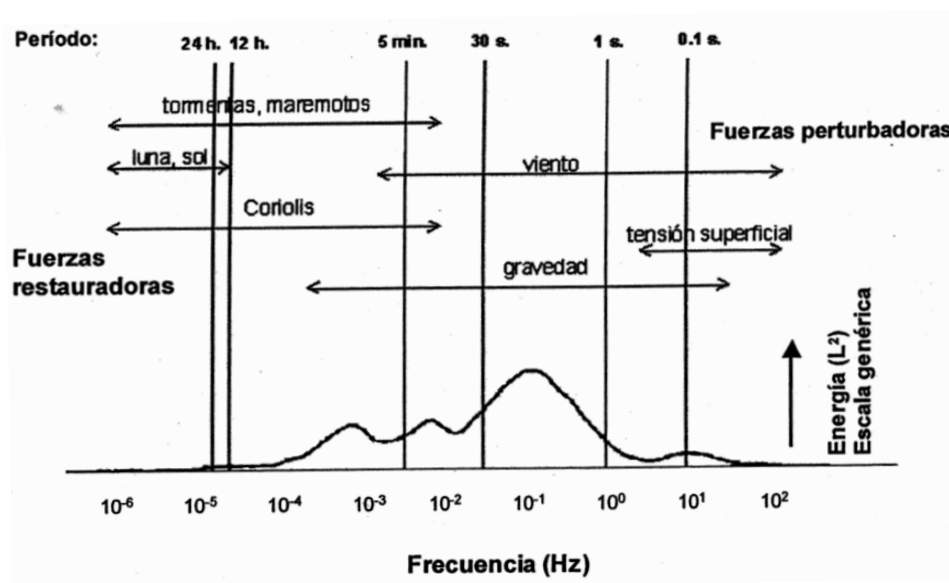


Figura 4.4.: Esquema de la distribución de energía de las olas marinas según Kinsman /Referencia 9/



Las olas más importantes a tener en cuenta en el diseño de una subestructura marina son aquellas que son generadas por el viento y la fuerza restauradora es la gravedad ya que presentan el mayor contenido energético tal y como se puede apreciar en la gráfica anterior. Además las frecuencias son cercanas a las naturales de oscilación de las subestructuras marinas y las longitudes de onda son del mismo orden de magnitud que las dimensiones principales de dichos sistemas. Estas olas se producen por el intercambio energético entre el viento y el agua, lo que demuestra la necesidad de tener información correlacionada de viento y olas, ya que no son fenómenos completamente independientes.

Para describir el fenómeno del oleaje existen varias teorías de olas ideales. Estas teorías modelizan las olas como eventos periódicos, y son todas ellas regulares.

A veces resulta práctico resolver algunos problemas relacionados con la dinámica de la estructura marina sometiéndola a ésta a los efectos de una ola regular de unas ciertas características, por ejemplo un análisis de carga última. Existen diferentes teorías que tratan de representar el fenómeno de propagación de una ola regular, siendo la más común la teoría de Airy que es lineal.

A continuación se explica la teoría lineal de ondas o **teoría de Airy**.

Para poder aplicar dicha teoría es necesario que se cumplan algunas hipótesis de partida:

- ◆ El agua es homogénea e incompresible (lo que implica que la densidad es constante);
- ◆ La tensión superficial puede ser despreciada;
- ◆ El efecto de Coriolis debido a la rotación de la Tierra también puede ser despreciado;
- ◆ La presión en la superficie libre del mar es uniforme y constante;
- ◆ El agua del mar carece de viscosidad;
- ◆ No existe interacción del oleaje con ningún otro movimiento marino. El flujo es irrotacional;
- ◆ El fondo del mar constituye un límite horizontal, fijo e impermeable, lo que implica que la velocidad vertical es nula;
- ◆ La amplitud de onda es pequeña y su forma es invariable en el tiempo y espacio;
- ◆ Las ondas son planas (de dos dimensiones);

En general, la onda se caracteriza por su longitud, L , su altura, H , su periodo, T , y la profundidad, d , sobre la que se propaga. La profundidad del agua tendrá una gran influencia en la forma de la ola y la velocidad de propagación vendrá determinada por

todas ellas. Otra propiedad importante es la dirección de propagación del frente de ola y el tamaño de la cresta de la ola.

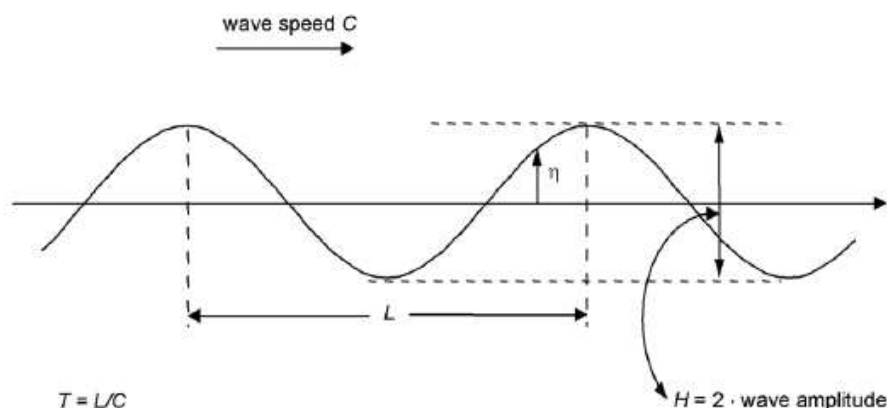


Figura 4.5.: Representación de una onda de Airy /Referencia 9/

Pero no sólo se mueven las partículas de agua en la superficie, bajo la superficie libre del agua, existe un movimiento del fluido asociado con el movimiento de la superficie. Mientras que la elevación de la superficie del mar muestra una propagación de la ola, las partículas de agua están realizando un movimiento orbital. Dentro del marco de la teoría de ondas de Airy, las órbitas son curvas cerradas: círculos en el caso de aguas muy profundas y elipses en aguas menos profundas. El radio de dichas curvas disminuye de forma exponencial con la profundidad a la que se encuentra la partícula de agua en estudio. Este efecto se puede observar en la siguiente figura:

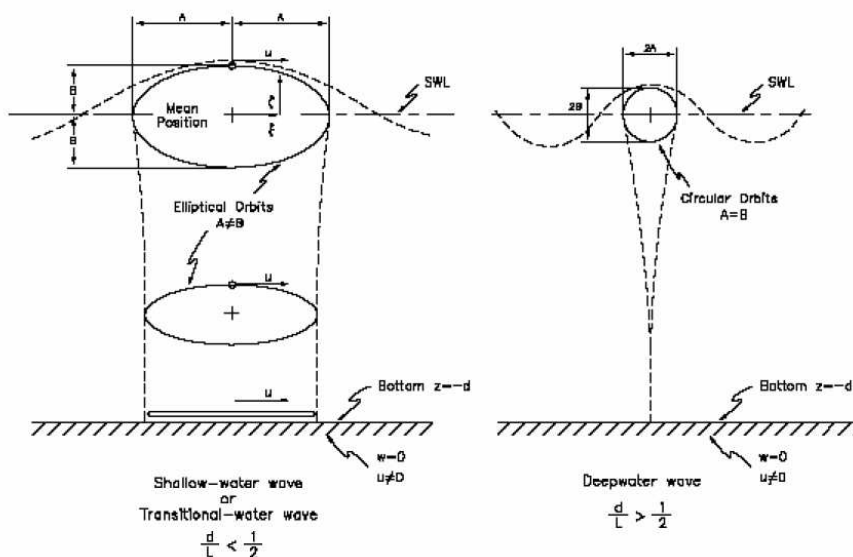


Figura 4.6.: Movimiento orbital de las partículas de agua bajo la superficie del mar. /Referencia 10/



A partir de todos estos datos se puede definir un potencial de velocidades ϕ dependiente de la posición (x,z) de la partícula en el fluido y del instante t en consideración, cuya formulación es la siguiente:

$$\phi = \frac{a\omega}{k} \frac{\cosh[k(z+d)]}{\sinh kd} \sin(kx - \omega t)$$

Donde

- ◆ a = amplitud de ola ($H/2$)
- ◆ ω = frecuencia de la ola (rad/s)
- ◆ k = número de onda
- ◆ d = profundidad del mar

A partir de este potencial se puede calcular la celeridad de la partícula de agua y la dispersión del oleaje. La siguiente tabla recoge las ecuaciones generales y soluciones teóricas que aporta la teoría de Airy a la cinemática de la partícula de agua:

Relative Depth	Shallow Water $\frac{d}{L} < \frac{1}{25}$	Transitional Water $\frac{1}{25} < \frac{d}{L} < \frac{1}{2}$	Deep Water $\frac{d}{L} < \frac{1}{2}$
1. Wave profile	Same As >	$\eta = \frac{H}{2} \cos \left[\frac{2\pi x}{L} - \frac{2\pi t}{T} \right] = \frac{H}{2} \cos \theta$	< Same As
2. Wave celerity	$C = \frac{L}{T} = \sqrt{gd}$	$C = \frac{L}{T} = \frac{gT}{2\pi} \tanh \left(\frac{2\pi d}{L} \right)$	$C = C_0 = \frac{L}{T} = \frac{gT}{2\pi}$
3. Wavelength	$L = T\sqrt{gd} = CT$	$L = \frac{gT^2}{2\pi} \tanh \left(\frac{2\pi d}{L} \right)$	$L = L_0 = \frac{gT^2}{2\pi} = C_0 T$
4. Group velocity	$C_g = C = \sqrt{gd}$	$C_g = nC = \frac{1}{2} \left[1 + \frac{4\pi d/L}{\sinh(4\pi d/L)} \right] C$	$C_g = \frac{1}{2} C = \frac{gT}{4\pi}$
5. Water particle velocity			
(a) Horizontal	$u = \frac{H}{2} \sqrt{\frac{g}{d}} \cos \theta$	$u = \frac{H}{2} \frac{gT}{L} \frac{\cosh[2\pi(z+d)/L]}{\cosh(2\pi d/L)} \cos \theta$	$u = \frac{\pi H}{T} e^{\left(\frac{2\pi}{L}\right)} \cos \theta$
(b) Vertical	$w = \frac{H\pi}{T} \left(1 + \frac{z}{d} \right) \sin \theta$	$w = \frac{H}{2} \frac{gT}{L} \frac{\sinh[2\pi(z+d)/L]}{\cosh(2\pi d/L)} \sin \theta$	$w = \frac{\pi H}{T} e^{\left(\frac{2\pi}{L}\right)} \sin \theta$
6. Water particle accelerations			
(a) Horizontal	$a_x = \frac{H\pi}{T} \sqrt{\frac{g}{d}} \sin \theta$	$a_x = \frac{g\pi H}{L} \frac{\cosh[2\pi(z+d)/L]}{\cosh(2\pi d/L)} \sin \theta$	$a_x = 2H \left(\frac{\pi}{T} \right)^2 e^{\left(\frac{2\pi}{L}\right)} \sin \theta$
(b) Vertical	$a_z = -2H \left(\frac{\pi}{T} \right)^2 \left(1 + \frac{z}{d} \right) \cos \theta$	$a_z = -\frac{g\pi H}{L} \frac{\sinh[2\pi(z+d)/L]}{\cosh(2\pi d/L)} \cos \theta$	$a_z = -2H \left(\frac{\pi}{T} \right)^2 e^{\left(\frac{2\pi}{L}\right)} \cos \theta$
7. Water particle displacements			
(a) Horizontal	$\xi = -\frac{HT}{4\pi} \sqrt{\frac{g}{d}} \sin \theta$	$\xi = -\frac{H}{2} \frac{\cosh[2\pi(z+d)/L]}{\sinh(2\pi d/L)} \sin \theta$	$\xi = -\frac{H}{2} e^{\left(\frac{2\pi}{L}\right)} \sin \theta$
(b) Vertical	$\zeta = \frac{H}{2} \left(1 + \frac{z}{d} \right) \cos \theta$	$\zeta = \frac{H}{2} \frac{\sinh[2\pi(z+d)/L]}{\sinh(2\pi d/L)} \cos \theta$	$\zeta = \frac{H}{2} e^{\left(\frac{2\pi}{L}\right)} \cos \theta$
8. Subsurface pressure	$p = \rho g(\eta - z)$	$p = \rho g \eta \frac{\cosh[2\pi(z+d)/L]}{\cosh(2\pi d/L)} - \rho g z$	$p = \rho g \eta e^{\left(\frac{2\pi}{L}\right)} - \rho g z$

Figura 4.7.: Ecuaciones generales que plantea la teoría de Airy /Referencia 10/

Esta teoría tiene algunas limitaciones y carencias importantes como por ejemplo el hecho de que no tiene en cuenta el transporte de masa en el sentido de propagación del oleaje, que aunque pequeño, se detecta en la naturaleza. De todas formas este fenómeno no interviene en la dinámica de la estructura marina, por lo que es totalmente válida esta teoría para el estudio dinámico de una estructura.

Existen métodos más sofisticados que el de Airy para describir las olas regulares que se basan en mejorar sus resultados mediante aproximaciones sucesivas o desarrollos en serie de distintos órdenes. Estos métodos sí pueden detectar el transporte de masa y dan un perfil de las olas que se ajusta más a la realidad, proporcionando olas con cresta más picuda y con senos más planos que los de la teoría de Airy. Pese a que estos otros métodos representen mejor la realidad, se prefiere el uso de la teoría de Airy ya que es lineal y simplifica el problema a resolver.

Algunos de estos métodos alternativos son:



- ♦ Teoría de Stokes de 3^{er} orden
- ♦ Teoría de Stokes de 5^o orden
- ♦ Teoría Cnoidal
- ♦ Teoría de una ola solitaria
- ♦ Teoría de Dean's Stream Function

Para estudiar la validez de las distintas teorías de oleaje existe un diagrama conocido como el “Ábaco de Le Mehaute”, obtenido de la /Referencia 7/. Este diagrama, mediante la combinación de los tres parámetros fundamentales de una ola (altura, periodo y velocidad de propagación), aconseja las zonas de validez de las distintas teorías de olas de acuerdo con la coincidencia de los perfiles teóricos de presión dinámica de las olas con los medidos en laboratorios.

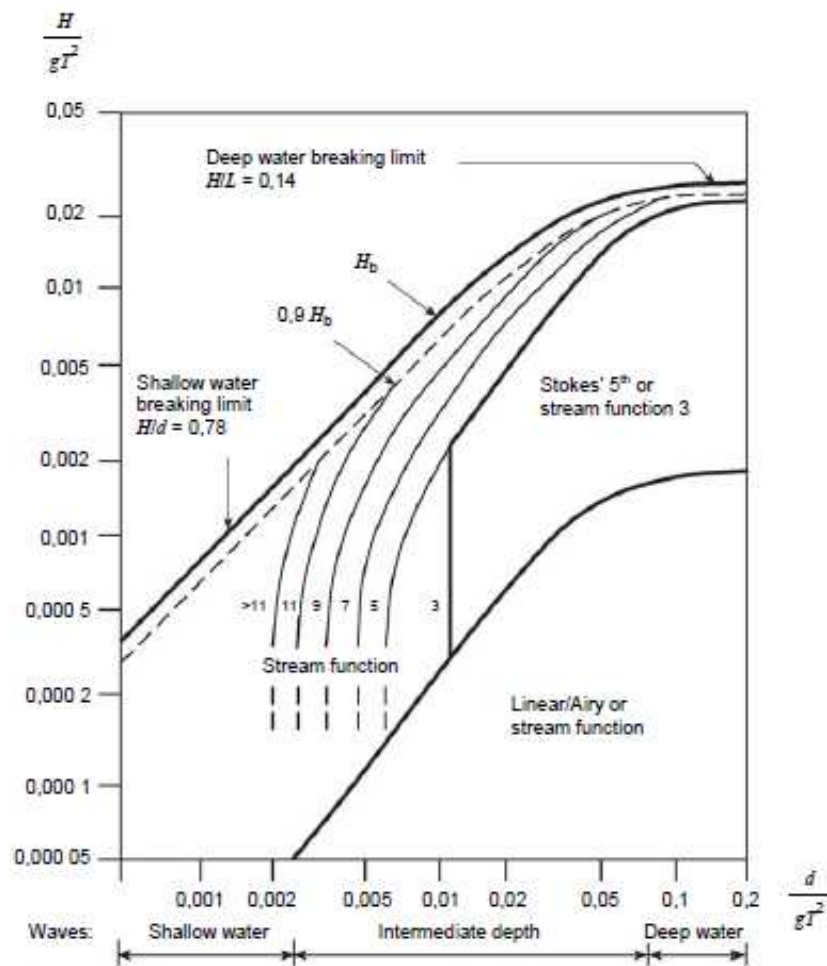


Figura 4.8.: Ábaco de Le Mehaute: Diagrama para la selección de la teoría de ola regular más adecuada /Referencia 7/

Dominio de la frecuencia. Función de densidad espectral

En el caso de querer describir un mar irregular, es decir, representar un estado de mar de forma más real, es necesario recurrir a un enfoque probabilístico que describe a corto plazo y de forma local el mar irregular. La elevación de la superficie marina se considera un proceso aleatorio que depende del espacio y el tiempo, pero se hace la simplificación de que no depende de ninguno de los dos ya que se limita el estado de mar a un corto plazo y de forma local. De hecho, la estadística dice que la elevación de la superficie de un mar irregular es un proceso homogéneo, estacionario y ergódico siempre y cuando se estudie en el corto plazo, 3 horas, y en un círculo de unas 60 millas de diámetro, es decir, de forma local.

En tal caso, la ergodicidad permite caracterizar ese estado de mar con un solo registro de la elevación del oleaje (la teoría del comportamiento del buque en la mar dice que con 20 min de toma de datos se pueden caracterizar 3 horas de estado de mar).

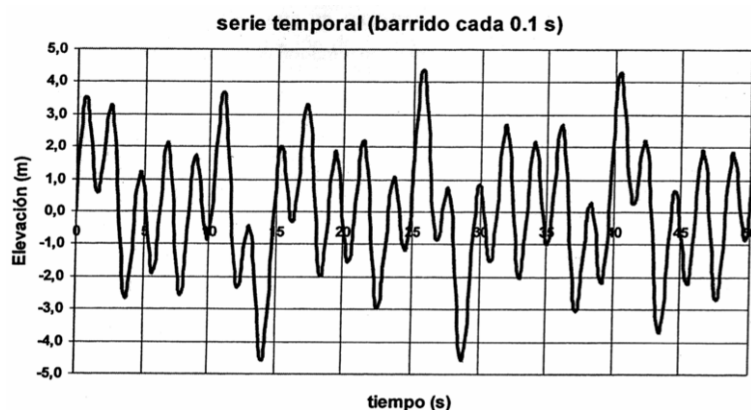


Figura 4.9.: Histórico de elevaciones del mar tomadas por una boya

A partir de un histórico de elevación de mar que cumpla los requisitos de ser homogéneo, estacionario y ergódico se obtiene la función de autocorrelación que a “grosso modo” indica la influencia de una observación de la elevación en instantes sucesivos. A partir de la transformada de Fourier se obtiene la densidad espectral.

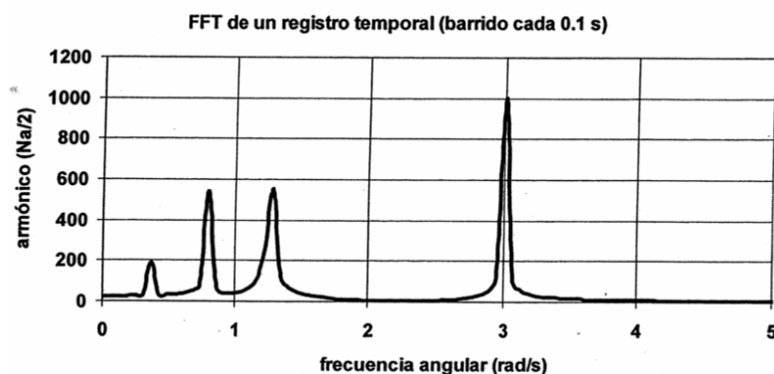


Figura 4.10.: Transformada rápida de Fourier

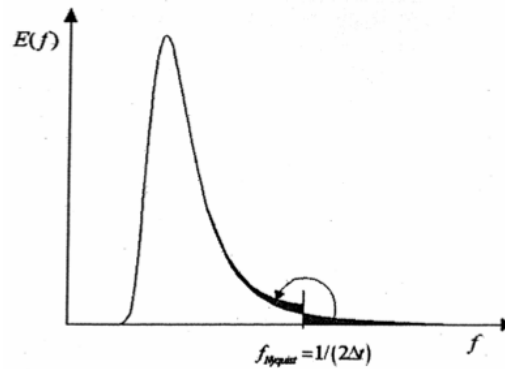


Figura 4.11.: Espectro de energías corregido

La función de densidad espectral o espectro energético del mar indica el reparto de la densidad de energía del mar para cada una de las distintas frecuencias y direcciones de sus componentes. Mediante integración se puede obtener la densidad total de energía del mar.

El espectro unidimensional local de energía es el de uso más corriente, obteniéndose a partir del registro de una sola boya escalar que sólo mide las elevaciones en un punto del mar. En esta circunstancia el problema de descripción del mar se simplifica al considerarlo un proceso aleatorio que solo depende del tiempo. En tal caso, la función de densidad espectral o espectro escalar correspondiente depende únicamente de la frecuencia.

Es evidente que al trabajar con el espectro unidimensional local de energía se pierde la información sobre los sentidos de propagación del oleaje y la dispersión del frente de ola que se ha de suponer de cresta larga o bidimensional, todas las olas se propagan paralelas entre sí en un mismo sentido y la anchura de sus crestas es grande en comparación con la longitud de las olas. Esta limitación se soslaya aplicando a este espectro un conjunto de funciones empíricas de espacimiento del oleaje para representar más fielmente la superficie del mar mediante un espectro direccional:

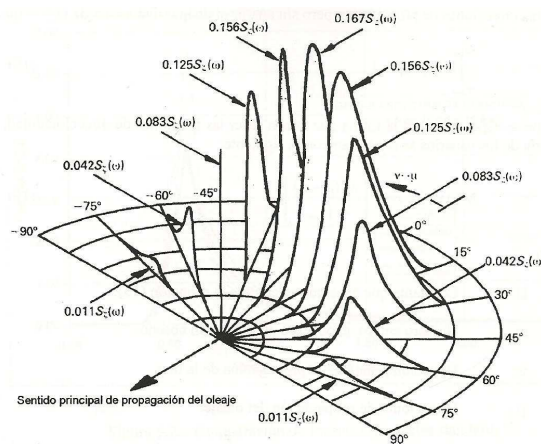


Figura 4.12.: Representación de un espectro direccional /Referencia 9/

Según las características del mar, su espectro de energías seguirá una forma u otra. Existen dos tipos de espectros principales mediante los cuales se pueden definir casi la totalidad de los mares europeos. Estos son los espectros de tipo *JONSWAP* y *Pierson-Moskowitz*. El primero de ellos responde a las siglas de *JOint North Sea WAve Project* y es característico del Mar del Norte como su nombre indica y define mares agresivos, bravos, que alcanzan mayores contenidos energéticos. El espectro de tipo *Pierson-Moskowitz* es sin embargo característico de mares más calmados y constantes, como sería el Mar Mediterráneo por ejemplo. En la siguiente figura se puede apreciar la comparación entre las formas de ambos espectros sobre una misma gráfica:

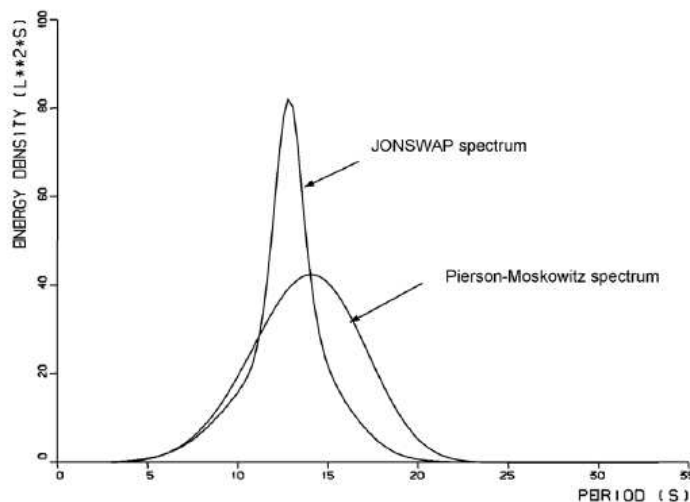


Figura 4.13.: Espectros de densidad energética del oleaje de tipo JONSWAP y Pierson-Moskowitz
/Referencia 9/

Una vez definida la forma del espectro de energía, para que éste quede totalmente definido se deben cuantificar las dimensiones de la curva, mediante los valores que determinan el pico de la curva del espectro:

- ♦ **Altura significativa de ola:** se define como el valor medio del tercio de las mayores alturas registradas, H_s ;
- ♦ **Periodo de paso por cero o de pico:** corresponde a la frecuencia asociada a la máxima energía del mar, es decir, al máximo de la función espectral, T_z .

Para un estudio en profundidad de estos dos espectros y un entendimiento mejor acudir al Anexo 3.

Si se quiere obtener a partir de un espectro, que representa un estado de mar, información sobre las olas que componen dicho estado, el modelo de Longuet-Higgins es el encargado de relacionarlos.

Mediante el análisis de Fourier se permite describir una serie temporal periódica en el dominio de la frecuencia como suma de “muchas” funciones en seno y en coseno



de los múltiplos de una frecuencia fundamental (armónicos) afectados por una serie de coeficientes.

El modelo de Longuet-Higgins precisamente describe la superficie del mar como suma de las elevaciones o elongaciones de “muchas” olas sinusoidales independientes, cada una con una amplitud, frecuencia y un sentido de propagación determinados, es decir, basándose en la teoría clásica de la hidrodinámica de Airy que se ha explicado anteriormente. La aleatoriedad de la superficie se garantiza al hacer que los desfases de cada una de las olas sean aleatorios.

A continuación se muestra el espectro de energía en función de las frecuencias de las olas componentes y una descomposición de dicho espectro en suma de olas sinusoidales en el dominio del tiempo.

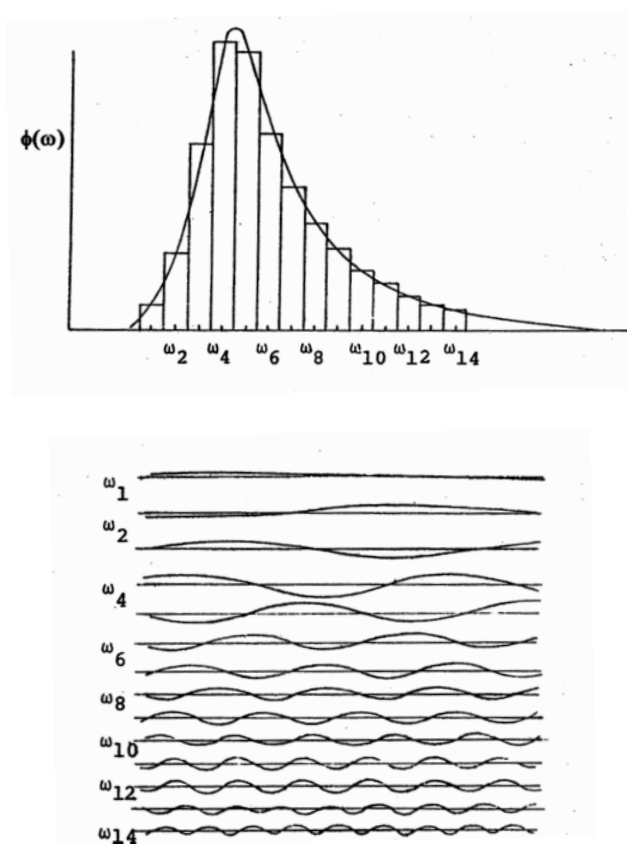


Figura 4.14.: (Arriba) Espectro de mar y (abajo) olas regulares de frecuencias dadas obtenidas a partir del espectro de mar.

De ambas maneras, suma de olas regulares o mediante un espectro de densidad, se puede representar un estado de mar irregular, y es precisamente a través de la Teoría de Longuet-Higgins y el análisis de Fourier donde conectan la teoría hidrodinámica clásica y el enfoque probabilístico del mar. Tal y como se ha dicho anteriormente, la estadística implícita en ambos dominios, frecuencial y temporal, es la misma.

Teoría de Morison

Todo lo que se ha explicado hasta ahora hace referencia a cómo caracterizar la elevación del mar, es decir, un estado de mar irregular o una ola regular. A continuación se va a explicar cómo estas olas y estados de mar solicitan la estructura, es decir, el cálculo de las cargas sobre la estructura. La teoría que explica este fenómeno es la Teoría de Morison.

La ecuación de Morison es utilizada para calcular las fuerzas hidrodinámicas en cuerpos esbeltos, como son los miembros viga de la celosía marina. Esto se traduce en que el diámetro de la sección transversal del miembro, D , debe ser menor que $1/5$ de la longitud de onda de la ola incidente, L .

$$\frac{D}{L} \leq \frac{1}{5}$$

Para parámetros de difracción $\frac{D}{L}$ mayores se aplican otras teorías como:

- ◆ Froude-Krylov (si la fuerza de inercia predomina pero el cilindro sigue siendo “pequeño” en relación a L).
- ◆ La teoría de la difracción (si el tamaño del cilindro empieza a poder ser comparable a la longitud de onda).

La fuerza hidrodinámica que calcula la ecuación de Morison se divide en una componente de cálculo del arrastre viscoso y otra que calcula las cargas de inercia sobre la estructura de barras. La teoría de Morison viene de la ecuación de Bernoulli, para una visión en mayor detalle de este desarrollo acudir a la /Referencia 7/, en el Anexo D de la norma IEC 61400-3. La ecuación para un miembro estático resulta:

$$F = \frac{1}{2} C_d \rho D |U| U + C_m A \dot{U}$$

Donde:

- ◆ F es la fuerza por unidad de longitud sobre el miembro;
- ◆ C_d es el coeficiente de arrastre, *drag*;
- ◆ C_m es el coeficiente de inercia;
- ◆ ρ es la densidad del agua;
- ◆ D es el diámetro del miembro;
- ◆ A es el área de la sección transversal del miembro;
- ◆ U es la velocidad del flujo normal al miembro;
- ◆ \dot{U} es la aceleración del flujo normal al miembro;

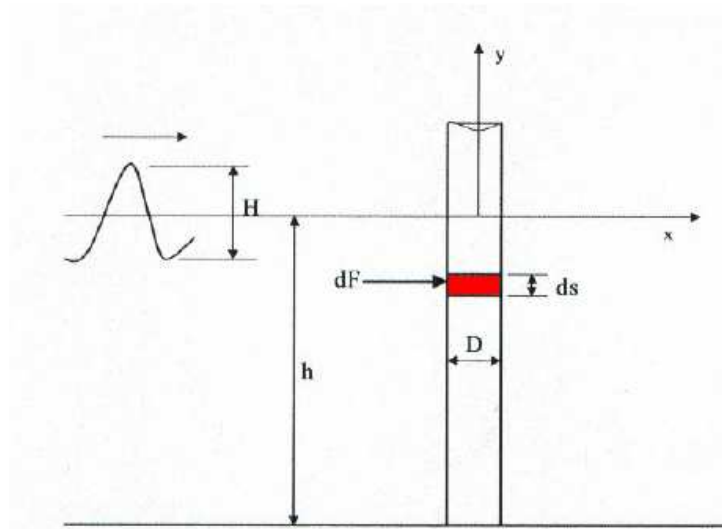


Figura 4.15.: Definición de la carga de ola sobre el cilindro.

Si la estructura tiene desplazamientos significativos, la velocidad relativa modifica la fuerza de arrastre y puede resultar un amortiguamiento hidrodinámico. La aceleración relativa resulta en una fuerza similar a la fuerza de inercia la cual puede ser analizada más convenientemente utilizando el concepto de masa añadida de agua, la cual está obligada a moverse con la estructura. Si es así, se deberá realizar un modelo dinámico de la estructura según marca la normativa. En este caso, la ecuación de Morison se convierte en:

$$F = \frac{1}{2} C_d \rho D |U_r| U_r + C_m \rho A \ddot{U}_w - C_a \rho A \ddot{U}_s$$

Donde

- ♦ U_r es la velocidad relativa al flujo normal sobre el miembro;
- ♦ \ddot{U}_w es la aceleración normal al miembro del flujo;
- ♦ \ddot{U}_s es la aceleración normal al miembro de la estructura;
- ♦ C_a es el coeficiente de masa añadida ($C_a = C_m - 1$ para miembros cilíndrico, esbeltos de estructuras fijas).

Los valores de C_d y C_m varían como una función del número de Reynolds, de la rugosidad superficial, del número de Keulegan-Carpenter y del ratio de velocidades entre la corriente marina y la ola. El coeficiente C_m es en cualquier caso mayor que la unidad y representa el total de agua que se moviliza para permitir el avance del fluido alrededor del cilindro. Esta masa de agua consiste en el agua desalojada por el cilindro más la acumulada por efecto de alteración del flujo.

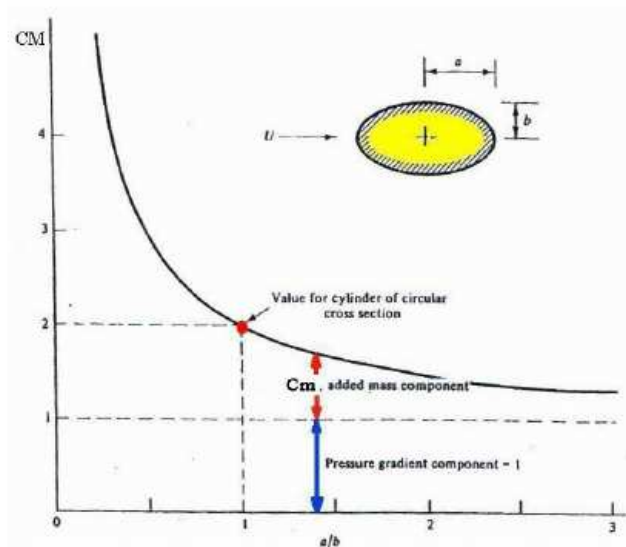


Figura 4.16.: Coeficiente de C_m para un cilindro liso y corriente continua.

No obstante, existen experimentos de laboratorio que han demostrado que bajo las mismas condiciones nominales aparentes, se dan diferentes valores de los coeficientes C_d y C_m . Como consecuencia, existe todavía cierta incertidumbre en los valores apropiados de estos coeficientes en las estructuras marinas. En las normativas existen guías para el diseñador de qué valores tomar para estos coeficientes.

Para miembros no cilíndricos existen también unas pautas de qué valores tomar a través de diámetros hidráulicos y equivalentes de las secciones transversales de los miembros.

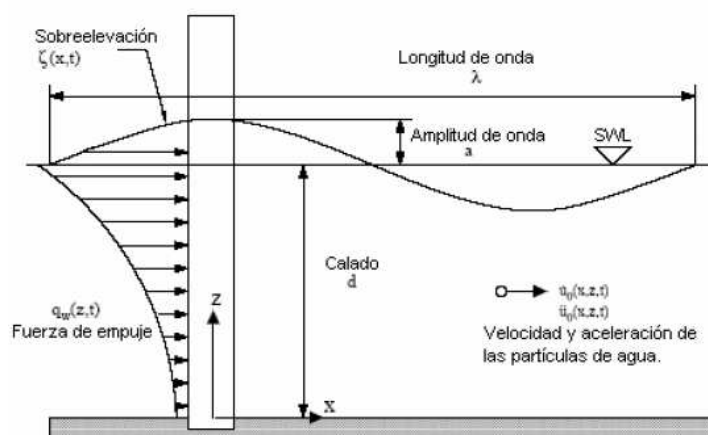


Figura 4.17.: Fuerza de la ola sobre un pilar /Referencia 9/

Hay una serie de fenómenos en los que la teoría de Airy no es consistente ya que no es capaz de contemplar no linealidades como son por ejemplo:



- ◆ Efecto de olas rompientes;
- ◆ Generación de vórtices al paso del fluido por la estructura.

4.3.2. Acciones del viento

De las dos normativas con las que se está trabajando en este Proyecto Fin de Carrera, la RP 2A-WSD de API y la IEC 61400-3, la primera de la dos no da apenas información sobre cómo calcular el viento ya que es una Recomendación Práctica para estructuras marinas pero no en concreto de aerogeneradores, y para plataformas petrolíferas por ejemplo, la carga del viento no es apenas importante frente a la del oleaje. Sin embargo, la IEC 61400-3 sí es concreta de aerogeneradores marinos, por lo que en sus casos de carga especifica las condiciones de viento bajo las cuales hay que analizar la máquina.

Cálculo de la velocidad de viento

Según la IEC 61400, se definen dos tipos de viento que afectan a la turbina: viento determinista y viento estocástico.

El viento determinista es el que no tiene turbulencia. La norma define diferentes ráfagas de viento y cada una de ellas viene regida por una ecuación en la que la velocidad de viento varía de forma distinta con el tiempo. Además la velocidad de viento también se modifica por otros factores tales como un perfil de viento que hace que adopte una velocidad diferente en función de la altura o el efecto sombra de otras máquinas cercanas. Con estas ecuaciones se obtiene una velocidad de viento que varía según estas ecuaciones pero que es constante, y de ellas se obtiene los casos de carga extremos debido a las ráfagas. Con estos valores máximos de velocidades de viento que sean más perjudiciales para la estructura completa del aerogenerador se llevan a cabo los análisis de carga última.

Por otro lado está el viento estocástico, donde existe una turbulencia en las tres direcciones del espacio. Este tipo de viento es mucho más complejo de simular. Se genera una malla de puntos que cubre todo el rotor y el área enfrentada al aerogenerador completo, incluyendo la torre, que son los puntos donde se calcula la velocidad de viento. Además, se considera una “cuarta dimensión” que es la variación en el tiempo de dicha velocidad. A continuación habría que elegir un modelo de turbulencia como podría ser el de Von Karmal, o el algoritmo que el programa en el que se haya creado el modelo tenga disponible en su base de datos. Estos modelos son modelos energéticos y lo que generan es un espectro de viento que se basa en mediciones tomadas. Se crea un viento a partir del espectro de vientos que además sea coherente en los puntos de la malla para garantizar que exista continuidad en las velocidades de viento. La norma marca el número de turbulencias a crear y el tiempo mínimo de viento para poder considerar un estado de viento para un análisis de fatiga, que son 10 minutos. El viento turbulento es precisamente para los casos de carga de análisis de fatiga.

Cálculo de la fuerza ejercida por el viento

Una vez calculada la velocidad del viento, la fuerza sobre la estructura y aerogenerador se limita a la Ecuación de Morison una vez más, solo que esta vez no se tiene en cuenta el término de masa añadida ya que es despreciable frente al término del arrastre por ser el medio aire:

$$\vec{F} = \frac{1}{2} C_d \rho D |\vec{U}| \vec{U}$$

Siendo:

- ♦ F la fuerza que ejerce el viento
- ♦ C_d el coeficiente de arrastre del viento, *drag*
- ♦ ρ densidad del aire
- ♦ D diámetro del área enfrentada
- ♦ \vec{U} velocidad de viento

4.3.3. Otro tipo de acciones

La normativa indica que hay que verificar la integridad estructural frente a múltiples acciones más como por ejemplo la corriente marina, el crecimiento marino, impacto de hielo, impacto de un barco, el efecto de la corrosión del agua sobre la estructura, fallos de la máquina, etc.

En cuanto a la **corriente marina**, ésta afecta a la ecuación de Morison en el cálculo de las acciones de las olas ya que lo que hace es dotar a la partícula de agua una velocidad horizontal extra. Es una carga estática, por lo que no afectará en el análisis de fatiga. La velocidad de la partícula del agua se calcula mediante un perfil de velocidades vertical que se rige por una ecuación exponencial y que queda recogido en la norma. Con esta velocidad sumada a la velocidad que supone la ola en la partícula de agua es con la que se entra en la ecuación de Morison para calcular la fuerza sobre la estructura.

Sobre el **crecimiento marino** se podría decir que no es una carga en sí. Se debe tener en cuenta como un incremento del espesor de los miembros de la estructura, y es este incremento el que afecta a los análisis tanto estáticos como dinámicos. Dinámicamente afecta a la estructura ya que al aumentar la masa, y eso afecta a las frecuencias naturales de vibración. Al aumentar la masa, disminuirán las frecuencias y podrían entrar en zonas peligrosas en las que están cerca de las frecuencias de excitación y poderse dar el fenómeno de resonancia: $\omega = \sqrt{K/M}$.

En la *Offshore Standard DNV-OS-J101. Design of Offshore Wind Turbine Structures*, hay una tabla con unos valores guías sobre el crecimiento marino para aguas noruegas y de Reino Unido. Esta tabla se corresponde con los valores característicos



con el Mar del Norte que es la ubicación en la que se va a situar la estructura en celosía de este Proyecto Fin de Carrera:

Depth below MWL (m)	Marine growth thickness (mm)	
	Central and Northern North Sea (56° to 59° N)	Norwegian Sea (59° to 72° N)
-2 to 40	100	60
> 40	50	30

Figura 4.18.: Tabla con los valores de espesor que supone el crecimiento marino en aguas de Noruega y Reino Unido en función de la profundidad. /Referencia 13/

Además de estos dos tipos de cargas que se van a estudiar, la normativa, como ya se ha mencionado, exige que se tengan en cuenta otros tipos de solicitaciones. Otra muy importante es la carga debida a seísmos. El paquete informático SESAM cuenta con un módulo específico para calcular el daño sobre la estructura debido a terremotos, en concreto Framework dispone de un análisis de fatiga por seísmo. Sin embargo, este tipo de análisis se queda fuera de este Proyecto Fin de Carrera ya que no se dispone de datos para realizarlo y además se trata más de dar una valoración de *software* para las cargas hidrodinámicas y aeroelásticas sobre el aerogenerador que un análisis en detalle.

En cuanto al mar, existen también los análisis de daño por impacto de bloques de hielo o por el impacto de un barco. El hielo es un problema muy importante en el mar a tener en cuenta según la ubicación. En el Mar del Norte, donde se han instalado los principales parques eólicos *offshore* hasta el momento, es una ubicación donde hay que tener muy presente esto:

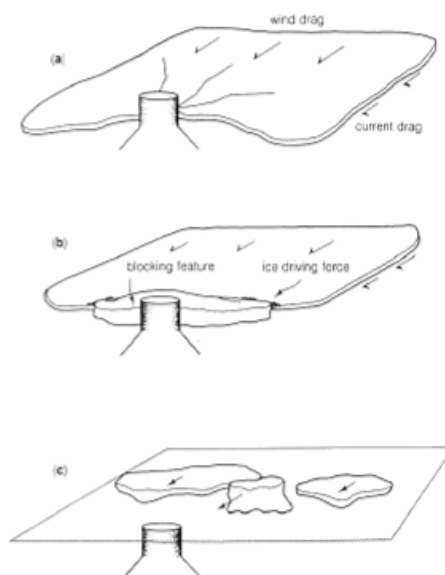


Figura 4.19.: (a) Carga de estática debido al congelamiento de la superficie del mar, (b) Bloque de hielo roto que empuja a la estructura, (c) Carga dinámica de bloques de hielo impactando

Otros análisis importantes serían los de transporte, mantenimiento, fallos de funcionamiento de la máquina, etc.

Estos últimos no van a tenerse en cuenta en los análisis a realizar para este Proyecto Fin de Carrera tampoco, ya que como se ha venido mencionando a lo largo de toda la memoria, no pretende ser un diseño en detalle de la subestructura, sino un diseño preliminar con un estudio de todo el proceso de diseño y valoración del paquete informático SESAM, el cual habría que mencionar, que tendría ciertas dificultades para simular muchas de estas cargas.



5. HERRAMIENTA INFORMÁTICA: ENTORNO SESAM

5.1. Introducción a SESAM

El paquete informático utilizado como herramienta para el diseño de la estructura marina fija en celosía para la instalación de un aerogenerador en el mar es el de la compañía *Det Norske Veritas* (DNV) llamado SESAM.

El entorno SESAM consta de un conjunto de programas que se relacionan entre sí para poder llevar a cabo todas las partes del diseño y obtener un código que permita realizar las simulaciones y análisis pertinentes para certificar una subestructura marina.

Se trata de un software de elementos finitos que nace y se ha utilizado ampliamente en la industria de la extracción de petróleo y gas en el mar. Es una herramienta muy útil para cualquier estructura que va a situarse en entornos marinos ya que cuenta con un módulo de resolución de las cargas de las olas y corrientes que podría considerarse entre los mejores del mundo.

El presente Proyecto Fin de Carrera, pretende valorar este *software* para el cálculo de plataformas destinadas a aerogeneradores marinos.

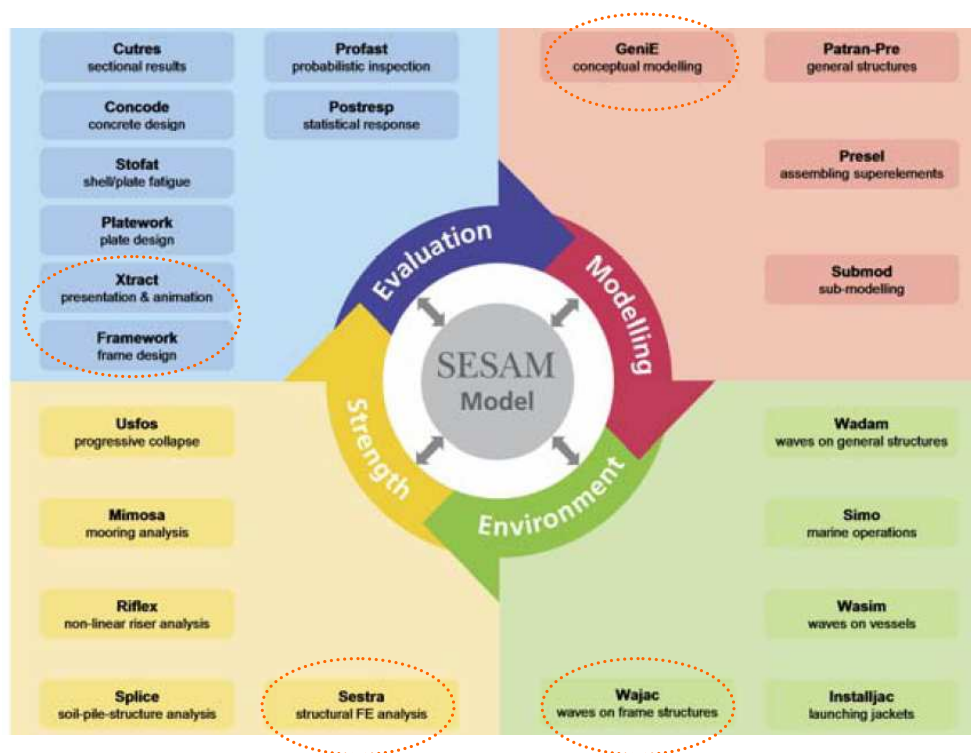


Figura 5.1.: Esquema de los diferentes módulos de SESAM /Referencia 14/

Tal y como se ha explicado en el capítulo anterior de este Proyecto Fin de Carrera, el diseño de una subestructura en celosía marina debe realizarse de acuerdo con el cumplimiento de unos análisis que representan las solicitaciones a las que va a estar



sometida la estructura en toda su vida y garantizar la integridad de la misma. Los análisis a los que se ha de comprobar el código los dicta la norma. En este caso, la celosía se va a someter a un análisis modal, a un análisis a carga última y un análisis de vida a fatiga.

Los módulos del entorno SESAM a tener en cuenta para la comprobación del código de la celosía van a ser, a grandes rasgos, los siguientes. Genie es el preprocesador donde se realiza el modelado conceptual de la estructura. Sestra es el *solver* estructural, el cual se utiliza en todos los análisis, pero además hacen falta otros módulos como Wajac para el cálculo de la hidrodinámica. Para el postprocesado están Framework y Xtract, siendo el primero el módulo usado para el análisis de vida a fatiga.

Existen otros módulos desarrollados para completar los análisis, pero éstos son los más empleados durante la realización de este Proyecto Fin de Carrera, por lo que se hace una breve explicación de cada uno de ellos a continuación.

5.2. Módulos de SESAM

5.2.1. BrixExplorer - SESAM Manager

BrixExplorer es el gestor de programas de SESAM. Esto quiere decir, que si el usuario está suficientemente familiarizado con el flujo de archivos de entrada y salida entre los diferentes módulos del paquete informático SESAM para llevar a cabo los análisis pertinentes, el gestor puede resultar una herramienta muy útil para ordenar y clarificar todos los pasos a seguir e interacciones entre programas.

En la siguiente imagen se muestra un ejemplo del análisis de una celosía marina destinada a la extracción de petróleo, /Referencia 22/, y cómo desde el gestor se pueden organizar todos los análisis que han de realizarse sobre ella así como todos los programas que han de participar en el desarrollo de los mismos y el flujo de información que debe haber entre ellos.

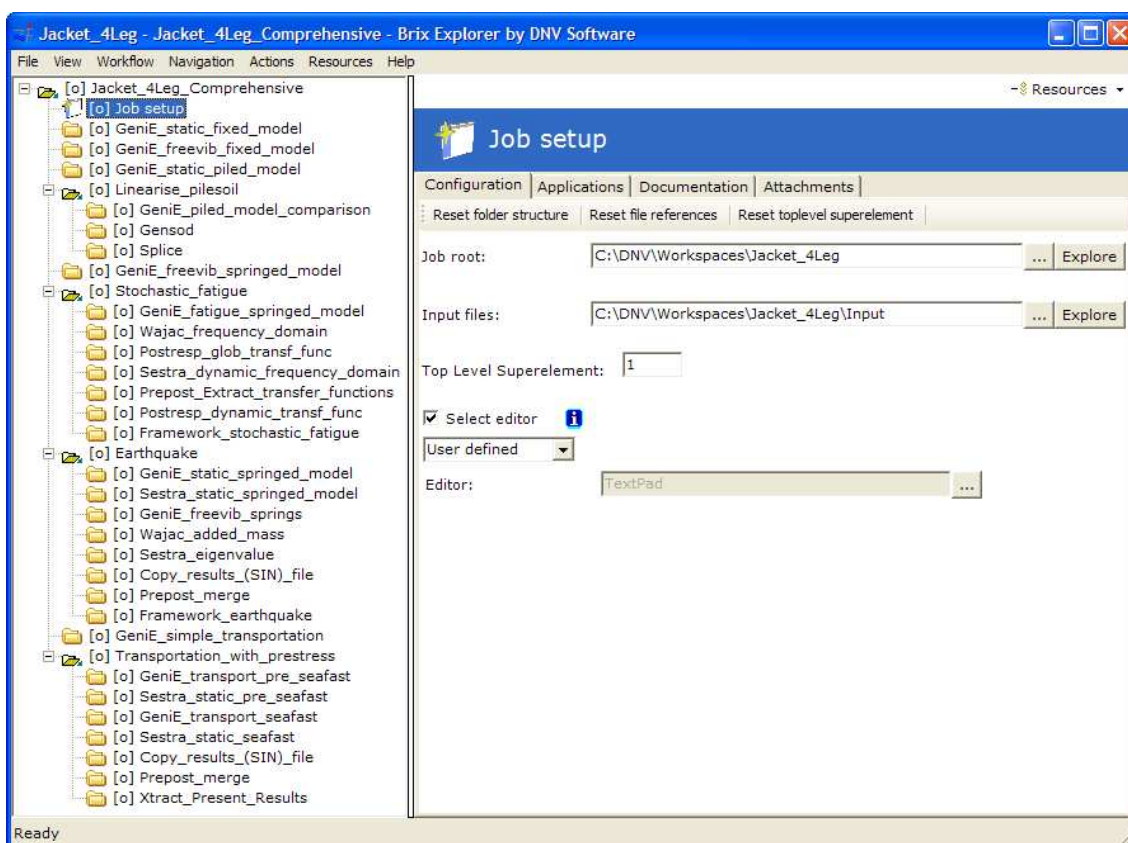


Figura 5.2.: Interfaz de BrixExplorer /Referencia 22/

En el explorador de la izquierda de la imagen se pueden ver los diferentes análisis que se realizan a esta estructura. En concreto un primer análisis para obtener la linealización del comportamiento de los pilotes (cimentación) con el suelo, un análisis de fatiga estocástico, un análisis a terremotos y por último un cálculo del daño a fatiga acumulado debido al transporte de la celosía desde su lugar de producción hasta el



emplazamiento a donde está destinada. A su vez, cada uno de estos análisis está subdividido en carpetas con los diferentes módulos que participan en ellos.

Debido a la cantidad de programas que se utilizan en el diseño de la celosía en el presente Proyecto Final de Carrera, se hace uso de este programa ya que resulta de mucha utilidad para llevar un orden en la información obtenida y requerida por cada uno de los módulos que han de utilizarse, como son los siguientes:

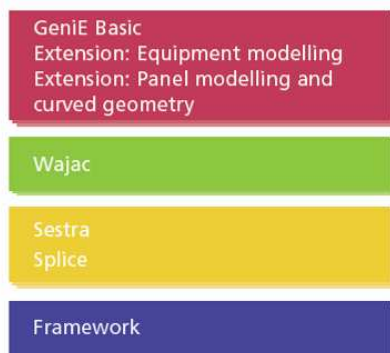


Figura 5.3.: Módulos de SESAM utilizados

5.2.2. Genie

GeniE es una herramienta para el diseño y el análisis de estructuras marinas constituidas por vigas y placas. Se basa en la utilización de conceptos que representan tanto la estructura física, como lo que ésta ha de soportar. Además el programa es muy cómodo ya que se puede realizar el modelado, ejecutar los análisis y postprocesar los resultados desde un mismo entorno gráfico.

La técnica de diseño en GeniE debe entenderse como una modelización conceptual en la que la intención del usuario se capta mucho mejor. En vez de representar la estructura mediante elementos, nodos, caras o bordes, el usuario puede modelizar placas y vigas explícitamente, y luego éstas dividirse en tantos elementos finitos como resulte necesario para los análisis estructurales. De esta manera se mantiene el concepto de una única viga entre dos uniones, de la celosía por ejemplo, pese a que en el archivo de elementos finitos se represente por varios elementos viga.

Además, los conceptos contienen información sobre los atributos de dichos elementos estructurales, tales como perfiles de la sección en el caso de las vigas, o propiedades hidrodinámicas, así como las conexiones con otros miembros estructurales.

Las aplicaciones de este software son muy numerosas. GeniE puede utilizarse para el diseño y análisis de cualquier estructura offshore compuesta por vigas y/o placas. Algunos ejemplos típicos de este tipo de estructuras son: jackets, puentes, instalaciones sumergidas, etc.

Para las estructuras completa o parcialmente sumergidas, las propiedades hidrodinámicas y del suelo son una parte integrada dentro de los modelos de análisis.

GeniE también podría ser utilizado para crear modelos de paneles para estructuras flotantes tales como las semisumergibles.

En este proyecto se utiliza el paquete GeniE básico y contiene la modelización de las vigas, placas regulares, equipos, cargas y el entorno. También se puede realizar una representación de los resultados desde el mismo programa. Existen otras extensiones que profundizan en la modelización de placas y en la modelización de los equipos.

En GeniE se lleva a cabo el modelado de la estructura y se almacena en un archivo de elementos finitos. Se dibuja y se le asignan propiedades y en algunos análisis es el encargado de preparar los archivos de entrada a módulos como Sestra, Splice o Wajac, así como de transferirles la información del archivo de elementos finitos. También es capaz de post-procesar algunos de estos análisis como serían los de carga última sobre la estructura o los análisis modales.

GeniE actúa en conjunto con otros programas de SESAM tales como Sestra, Splice, Wajac y Framework, que se describen en lo siguiente.

Limitaciones de Genie

Genie, como se acaba de mencionar, pretende ser un entorno gráfico desde el que manejar de forma cómoda el resto de los módulos del paquete informático SESAM sin que el usuario tenga que preocuparse del flujo de información, pero muchas de las aplicaciones que teóricamente pretende tener no se han conseguido todavía.

La gran limitación que presenta este *software* para el diseño de una celosía marina sobre la que se apoya un aerogenerador es la gran deficiencia en el cálculo de las solicitaciones del viento. Es verdad que cuenta con una aplicación de Wajac que da la posibilidad de calcular las fuerzas debidas a un perfil de viento vertical constante, como si de una corriente de mar se tratara, pero no resulta suficiente.

Otra de las grandes limitaciones que se han observado durante la realización del Proyecto Final de Carrera es que resulta muy limitada la información que puede traducirse a Wajac desde Genie, pese al gran potencial de este otro programa. Además el post-proceso desde el propio programa resulta escaso y un poco complejo frente a otros post-procesadores con los que cuenta el mismo SESAM como son Xtract o Framework.

Hay que decir que muchas de estas limitaciones pueden circunvalarse mediante el uso del Gestor de SESAM, BrixExplorer, de manera que los programas se llamen desde este mediante los archivos de entrada y salida previamente preparados por el diseñador, y no haya que ejecutarlos desde Genie donde están más limitados.



En cuanto a limitaciones que el programa enumera en su manual de usuario a grandes rasgos son las siguientes:

- ♦ La versión básica de GeniE tiene muchas limitaciones en cuanto al modelado de geometría curva, a la que no se le puede aplicar carga ni queda almacenada como tal en el archivo de elementos finitos. Para poder disponer de dichas funciones es necesario recurrir a una extensión del programa.
- ♦ No es posible exportar cargas a un archivo XML. Por lo que resulta imposible ver todas las cargas calculadas por el programa ya que el archivo L*.FEM que contiene esta información no es editable tampoco.
- ♦ Para realizar diferentes análisis dentro de una misma sesión de Genie sólo es posible variar los casos de carga, pero nada más. Esto quiere decir que si se modifica la estructura o el entorno, se modificarán todos los análisis.

Existen además restricciones debidas al espacio de disco duro y memoria virtual disponible. Es aconsejable no pedir al programa que en una misma sesión realice demasiados análisis ya que se satura y muchas veces en el caso de llegar a ocurrir un error fatal el programa se cierra sin haber salvado los cambios hechos en la última sesión. De hecho, estos errores suelen ocurrir muy a menudo.

Por otro lado, los errores que ocurren muchas veces durante la realización de un análisis no quedan bien explicados, por lo que no hay manera de averiguar qué error puede estar ocurriendo en el interior del programa.

El resto de limitaciones que pueden tener lugar son debidas a los demás módulos que interaccionan con Genie en la realización de un análisis.

5.2.3. Wajac

Existe un módulo pensado exclusivamente para calcular la hidrodinámica sobre la estructura, es decir, calcular las sollicitaciones que el mar ejerce sobre la celosía. Este programa es Wajac. En el caso de un análisis determinista, calculará las cargas en cada instante requerido, y en el caso de un análisis estocástico calculará la función de transferencia que represente la carga unitaria del estado de mar sobre la estructura.

Básicamente resuelve la Ecuación de Morison en función de los datos de entrada de las olas, corrientes marinas y viento. Estos valores se introducen desde la interfaz de Genie, ya que Wajac no cuenta con una interfaz gráfica propia. Además resulta muy cómodo que sea de esta manera ya que en Genie el usuario no sólo puede ver el mar representado de forma física, sino que puede comprobar las propiedades hidrodinámicas de los miembros como parte del diseño conceptual de la estructura.

Genie se encarga de crear un archivo de entrada a Wajac con la información que previamente se ha introducido en él. Así además se evita que el usuario tenga que manejar ese lenguaje y formato tan poco cómodo. No obstante, el usuario puede acceder a ese archivo de entrada de Wajac, llamado wajac.inp, para modificarlo si lo considera

necesario. De hecho en la realización de este Proyecto Fin de Carrera ha resultado necesario entender y estudiar a fondo este archivo de entrada, debido a que la versión que se maneja de Genie no permite hacer muchos de los análisis que son necesarios para el cálculo de la estructura. El manejo y entendimiento de tanto los archivos de entrada como los archivos de salida, *wajac.lis* y *L*.FEM*, permiten un mejor seguimiento de los flujos de información en el seno del *software*.

De estos dos archivos de salida que crea el programa, uno de ellos, *wajac.lis*, no sirve más que para que el diseñador pueda ver los resultados que se obtienen a partir de los datos de entrada que se han dado. Si existe algún tipo de error o advertencia que deba hacerse al usuario, el programa lo anotará en él, así como los datos de mayor importancia que resumen los cálculos realizados por Wajac, como son las fuerzas y momentos generados por el mar en un punto a determinar por el usuario. El otro archivo de salida no tiene formato por defecto, debido a su enorme extensión, y es en el que va almacenado el histórico de solicitudes sobre la estructura. Este es el *L*.FEM*. Este archivo es el que realmente contiene la información que luego se entrará en Sestra, en el solver estructural, para calcular el daño que producen estas cargas sobre la celosía.

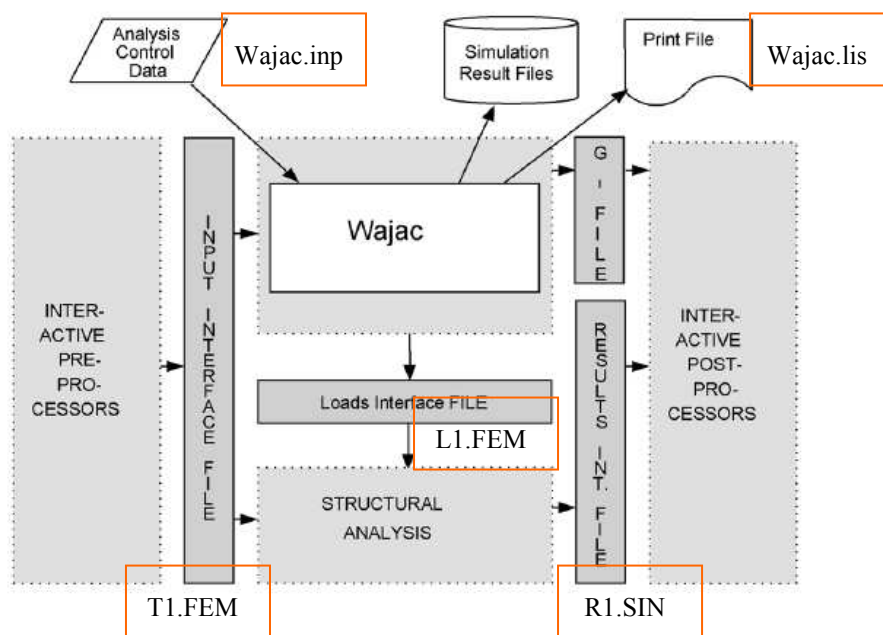


Figura 5.4.: Esquema de Wajac dentro de SESAM. /Referencia 17/

Limitaciones de Wajac

Las siguientes limitaciones son aquellas más importantes relacionadas con las características de Wajac. Están principalmente relacionadas con la implementación de la teoría de olas en el programa:

- ◆ La estructura se asume rígida y fija en el espacio.
- ◆ Se asume que la estructura no tiene ningún tipo de influencia en el fluido, esto implica que no se incluyen efectos de difracción.



- ◆ Debido a esto último, la teoría deberá ser aplicada a los elementos estructurales con diámetros menores al $1/5$ de la longitud de ola. Para miembros tubulares verticales con diámetros mayores la fórmula de MacCamy-Fuchs' podría utilizarse pero seguiría sin tenerse en cuenta los efectos de difracción.
- ◆ En general, los coeficientes hidrodinámicos se especifican como independientes de la frecuencia. Se podría incluir la dependencia con la frecuencia especificándose como función del número de Keulegan-Carpenter o el número de Reynolds o utilizando la fórmula de MacCamy-Fuchs'.
- ◆ Se asume que la profundidad del agua es constante.
- ◆ El perfil de corriente es estacionario. Sin embargo podría aplicarse un estiramiento del perfil de corrientes cuando se le indique a Wajac que realice un estiramiento de Wheeler en las de teoría de Airy.

En cuanto a las especificaciones referentes al tamaño, están las siguientes.

En primer lugar en cuanto a la geometría:

- ◆ Máximo número de elementos en un primer nivel de superelemento⁽¹⁾: 20000
- ◆ Máximo número de nodos en un primer nivel de superelemento: 20000
- ◆ Máximo número de tipos de superelementos de primer nivel: 100 Máximo número de niveles de jerarquía: 50 En cuanto a las cargas:

⁽¹⁾ Un superelemento es una técnica de condensación de grados de libertad mediante reducción de Guyan

En el caso de un cálculo de cargas determinista:

- ◆ Máximo número de casos de carga globales (número total de pasos temporales): 10 000
- ◆ Máximo número de estados de mar especificados (frecuencias de olas, alturas y teorías): 50

En cuanto al cálculo de las funciones de transferencia para el análisis estocástico:

- ◆ Máximo número de frecuencias de olas: 60
- ◆ Máximo número de direcciones de ola: 1

En cuanto a la simulación de un estado de mar:

- ◆ Máximo número de estados de mar: 1
- ◆ Máximo número de pasos temporales en las cargas generadas: 8 192

Además existe un límite en el número de veces que un comando (de los datos de control de análisis, los comandos del `wajac.inp`) puede ser repetido. Estas restricciones están comentadas en la descripción de cada comando en el manual de usuario de Wajac.

5.2.4. Sestra

Sestra es el módulo de *solver* estructural dentro de SESAM. No cuenta con interfaz gráfica, por lo que para ejecutarlo debe ser llamado desde otro programa tal como GeniE o como el gestor BrixExplorer.

Se accede a él a través de un archivo de entrada, `sestra.inp`, que contiene líneas de comando con toda la información acerca del tipo de análisis que se ha de realizar, el método numérico que va a utilizar para ello y la salida que ha de almacenar. Análogamente a los módulos de cálculo de este *software*, saca un archivo de salida de texto, `sestra.lis`, en el cual informa al usuario de los posibles errores, advertencias, así como la información más importante obtenida durante su ejecución. Este archivo no tiene otra finalidad más que la meramente informativa. El archivo de salida que contiene la información del análisis que ha llevado a cabo es el `R*.SIN`. Este es el archivo de resultados que leerá un post-procesador para que el diseñador pueda interpretar las salidas del análisis.

Entre todos los análisis que es capaz de realizar Sestra, se encuentran los siguientes:

- ◆ Análisis estático;
- ◆ Análisis de vibraciones libres;
- ◆ Análisis de respuesta de fuerzas dinámicas en el dominio de la frecuencia;
- ◆ Análisis de respuesta de fuerzas dinámicas en el dominio temporal;
- ◆ Análisis de estructuras con simetría axial;
- ◆ Análisis de pandeo lineal;
- ◆ Análisis estático y dinámico teniendo en cuenta los efectos de deformación rígida;
- ◆ Mitigación de la inercia

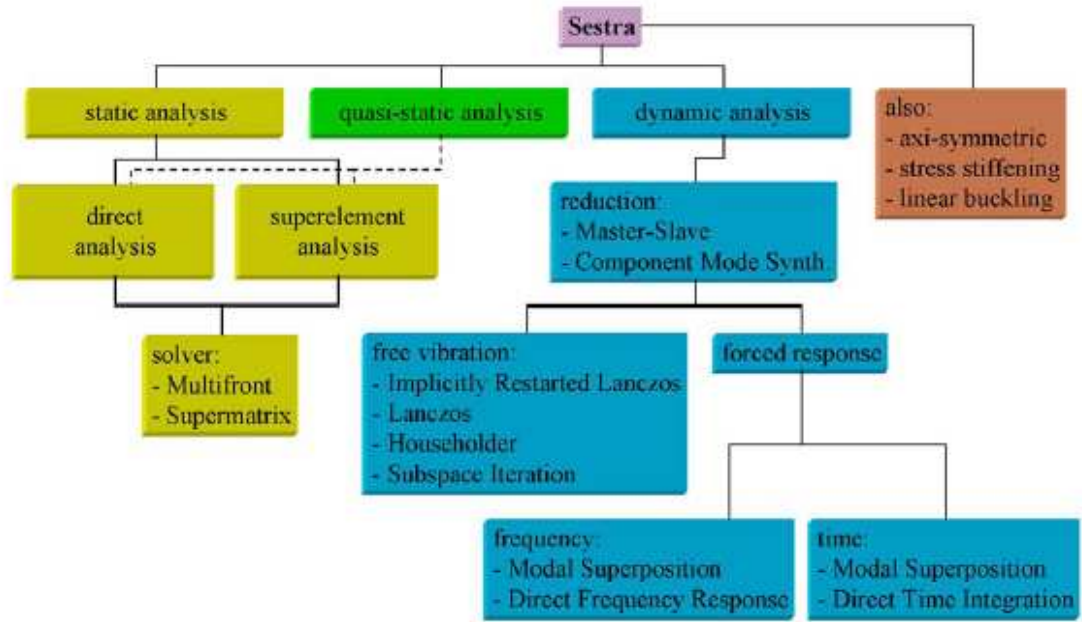


Figura 5.5.: Ilustración esquemática de las capacidades de Sestra. /Referencia 18/

Sestra basa sus cálculos en la formulación de los desplazamientos del método de los elementos finitos con diferentes tipos de elementos disponibles tales como vigas, membranas, revestimientos, sólidos con simetría axial, sólidos tridimensionales, cerchas, etc.

Para llevar a cabo el análisis de vibraciones libres, los algoritmos disponibles para calcular los vectores propios son los siguientes:

- ◆ Un método de Lanczos reejecutable implícitamente combinado con un *solver* multifrontal;
- ◆ Método de Householder;
- ◆ Iteración del subespacio;
- ◆ Método de Lanczos;

En el caso de un análisis dinámico en el dominio frecuencial, es decir, con cargas y respuestas armónicas, Sestra consta de estos dos métodos:

- ◆ Superposición modal (resuelve un conjunto de ecuaciones desemparejadas y se basa en la premisa de que cualquier desplazamiento de la estructura es combinación lineal de sus modos propios);

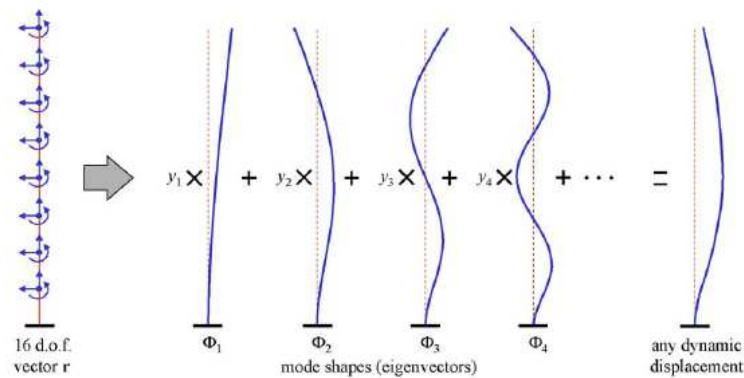


Figura 5.6.: Ejemplo ilustrativo del método de superposición modal. /Referencia 18/

- ♦ Método Directo de Respuesta en Frecuencia (básicamente resuelve un conjunto de ecuaciones matriciales $(K - \omega_i^2 M + iC_s + i\omega_i C_v)x_i = X_i$;

Este segundo es el que se va a utilizar en el análisis de fatiga debido a las olas en el caso de este Proyecto Fin de Carrera ya que es más general y da resultados más exactos pese a requerir un coste computacional mayor.

Para un análisis dinámico en el dominio del tiempo, es decir, cargas arbitrarias dependientes del tiempo, podría utilizarse uno de estos métodos:

- ♦ Superposición Modal;
- ♦ Integración Directa en el Tiempo;

Los *solvers* disponibles para la solución de la ecuación estática son:

- ♦ El solucionador de Supermatrix, el cual es un *solver* en bloque que utiliza el enfoque de submatrices para almacenar datos y opera dichas matrices;
- ♦ El *solver* Multifront (multifrentes), el cual es un solucionador de ecuaciones multifrontal rápido y muy económico en cuanto a coste computacional.

Además Sestra es un programa flexible y eficiente en cuanto a que cuenta con el uso de técnicas de superelementos, fácil almacenado y guardado de información, facilidades para reejecutarse, la técnica de múltiples niveles de superelementos para ser analizados por separado, técnicas para reducir el tamaño de la ecuación del sistema para el problema de equilibrio dinámico tales como la técnica Master-Slave, etc. Para un análisis en detalle de todas estas características de Sestra, acudir al manual de usuario de Sestra, /Referencia 18/.

Los datos manejados por Sestra se organizan como un sistema de composición abierta en el cual las pocas restricciones que tiene, todas dependen de un conjunto de parámetros codificados modificables. Para todos los propósitos prácticos, el tamaño del



problema a resolver está por tanto limitado sólo por la capacidad de almacenamiento del ordenador que se utilice y el tiempo de computación permitido.

Limitaciones de Sestra

- ♦ El tamaño de los archivos de trabajo tienen un límite en el programa que es muy elevado y no tiene ninguna consecuencia práctica. El tamaño podría, sin embargo, estar restringido por el sistema operativo (generalmente a 4 Gigabytes). Un límite de 8 Gigabytes corresponde a unas $1,05 \cdot 10^9$ palabras de doble precisión. De todas maneras tal límite no limita necesariamente el tamaño del modelo, ya que éste puede ser dividido en varios archivos de trabajo para cada superelemento.
- ♦ El archivo de resultados R*.SIN tiene las mismas limitaciones que los archivos de trabajo. Esto implica que se podría necesitar almacenar los resultados en más de un archivo en análisis muy extensos.

Para ver las limitaciones concretas de cada uno de los métodos matemáticos y análisis disponibles, acudir al manual de usuario de Sestra /Referencia 18/, Sección 4.3.

5.2.5. Framework

Pese a que tal y como se ha mencionado, el programa GeniE pretenda cumplir las funciones de postprocesador para permitir al usuario ver los resultados de los análisis, no es algo que se haya desarrollado en las versiones disponibles en el mercado. Hasta ahora lo que se utilizaba para la comprobación del código basándose en la norma y realizar análisis a fatiga era el programa Framework. Este programa tiene una presentación menos cómoda para el usuario pero sin embargo resulta una herramienta muy útil para realizar comprobaciones de vida a fatiga con la gran ventaja de que contiene varias normas en su base de datos de manera que la comprobación es casi inmediata. En este proyecto, Framework se utiliza para el análisis de vida a fatiga debido a las solicitaciones dinámicas del mar sobre la celosía marina.

Otras competencias de este programa son los análisis de vida a fatiga del viento, debido a ráfagas, y las comprobaciones del código para diferentes análisis: tanto el caso de carga última, el cual es estático, como la comprobación de las tensiones debidas a agujeros en placas o debidas a miembros viga troncocónicos. También está disponible una aplicación para analizar la fatiga debida a sismos.

5.3. Flujo de información y archivos

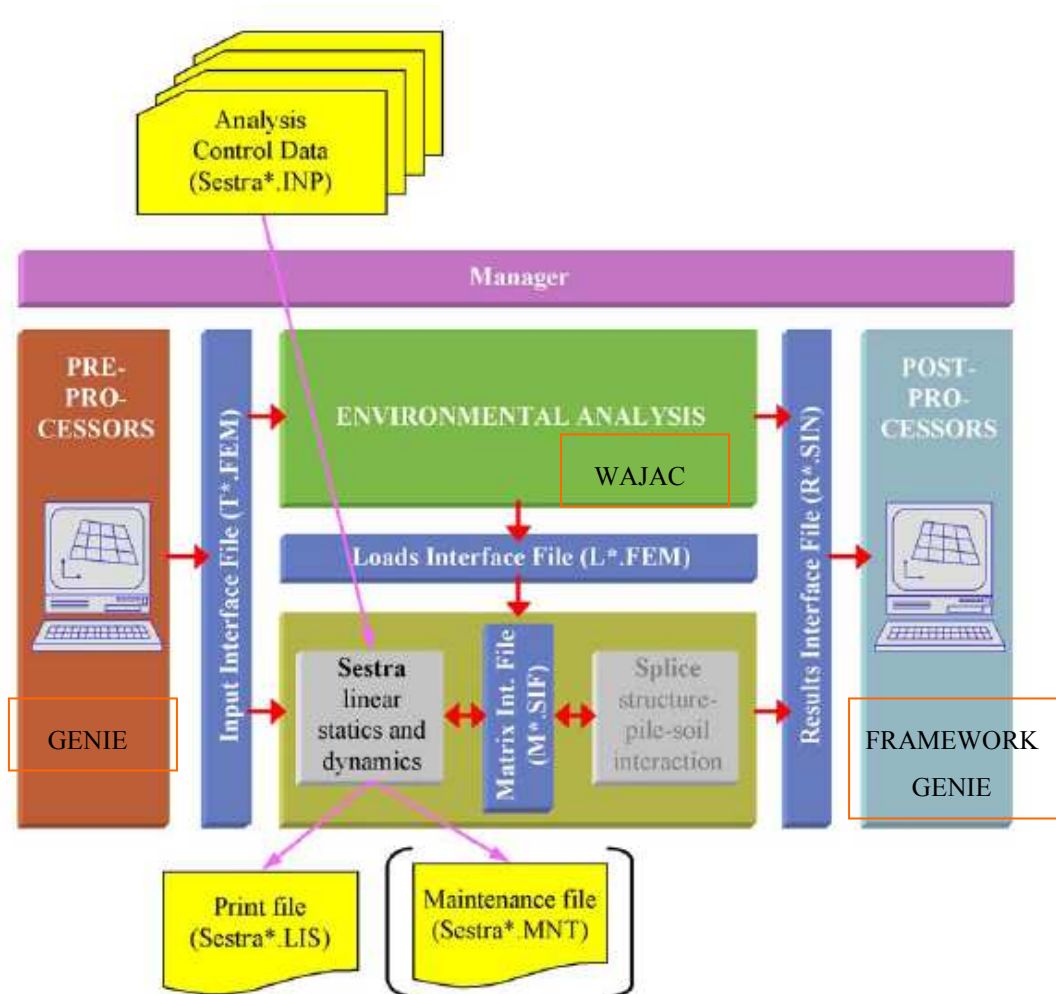


Figura 5.7.: Flujo de información entre los diferentes módulos de SESAM

Desde el gestor de SESAM (*Manager*), Brix Explorer, se puede controlar el flujo de información entre los diferentes módulos que conforman el paquete informático SESAM. Este gestor no crea ningún archivo para los análisis, sino que tan solo trata de ordenar y dirigir los archivos creados por los demás programas para conseguir un análisis completo.

En general Genie (y Wajac, Sestra, Splice y Gensod cuando son llamados desde Genie) generan y utilizan los siguientes archivos:

- ♦ GeniE *journal file* en formato Java script - *.js
- ♦ Base de datos de GeniE - *.gni
- ♦ Archivo de entrada de SESAM (archivo neutral del modelo), también llamado el archivo-T – T*.FEM



- ◆ Archivo de cargas de SESAM (producido por Wajac y un subconjunto del archivo de entrada) – L*.FEM
- ◆ Archivo de matriz de SESAM (archivo de intercambio de datos entre Sestra y Splice) – M*.SIF
- ◆ Archivo de resultados de SESAM (modelo neutral más el archivo de resultados) – R*.SIN (o R*.SIF o R*.SIU)
- ◆ Archivos específicos de entrada (entrada a Wajac, Gensod, Splice, Sestra) - *.inp
- ◆ Archivos de resumen de resultados (de Wajac, Sestra, Gensod y Splice) - *.lis

El flujo de ficheros que se ha utilizado es el siguiente:

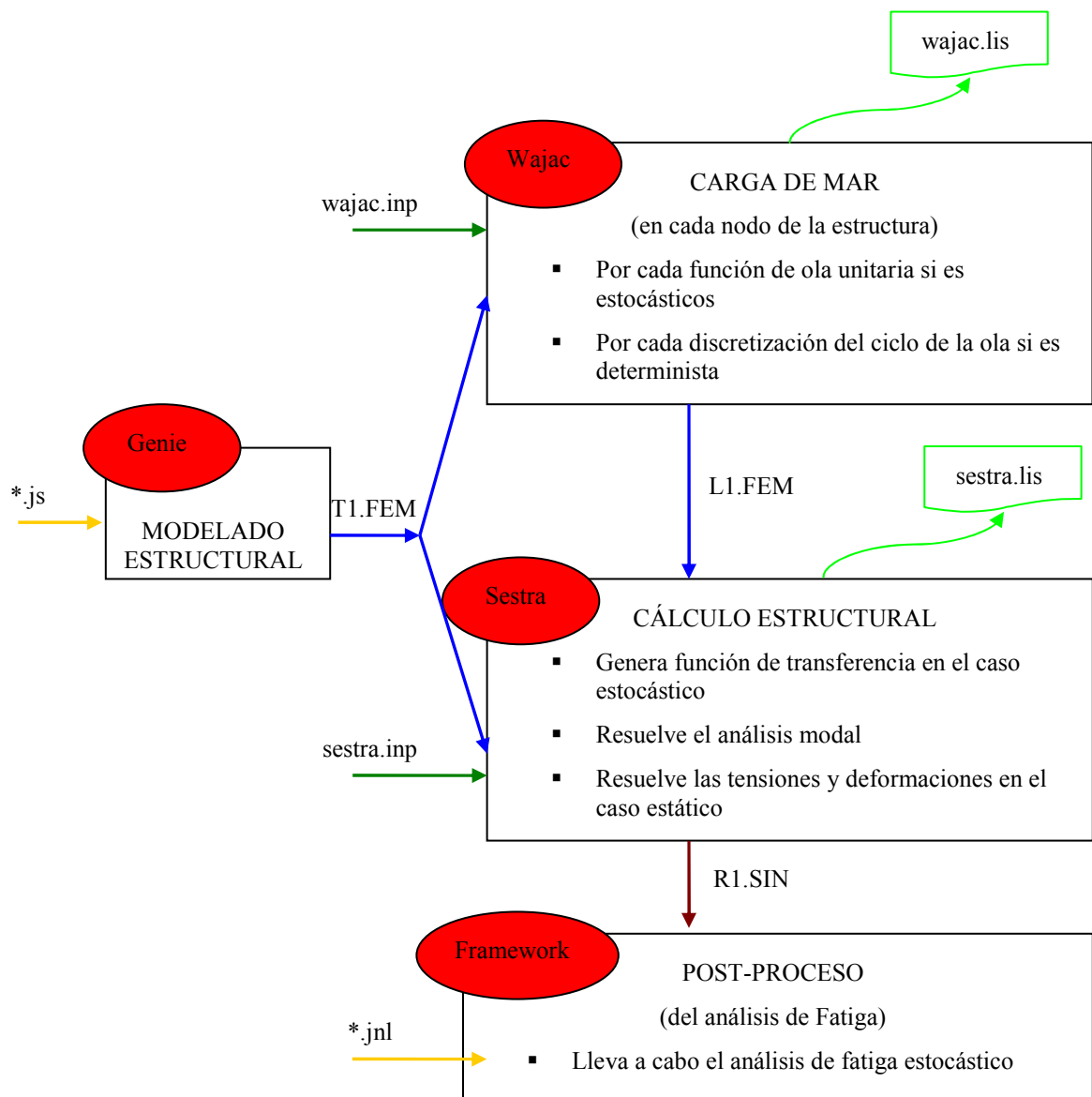


Figura 5.8.: Esquema de archivos y programas utilizados de SESAM

6. DISEÑO DE CELOSÍA MARINA

6.1. Introducción.

Anteriormente se ha mencionado la normativa y los estándares que han de seguirse para el diseño de un aerogenerador *offshore*. En el caso de la subestructura de la cual se está haciendo un estudio preliminar de diseño, los análisis que se consideran son:

- ♦ Análisis de carga última;
- ♦ Análisis de vida a fatiga.

A partir de los resultados obtenidos en estos análisis se validan los diseños preliminares si cumplen los requisitos establecidos en la normativa vigente.

Esta subestructura que se va a estudiar es una celosía de 4 patas fija al fondo marino y las cargas a las que se le va a someter son las que le produzca el mar, debido a olas y corriente marinas, la carga del viento y la de su propio peso.

El proceso de diseño ha de ser un ciclo iterativo de optimización de la estructura cuyo fin es obtener una solución estructural que garantice la integridad de la misma en el entorno donde va a ser emplazada. Por tanto, no sólo se debe tener en cuenta la geometría de la estructura como punto de partida del diseño, sino también la adecuación de la toma de datos del entorno con los que se van a definir las cargas que solicitan la estructura. Además el software empleado para el diseño habrá de ser capaz de representar correctamente tanto la estructura como esas cargas del entorno.

En este Proyecto Fin de Carrera no se pretende hacer un diseño completo de una subestructura de tipo celosía para soportar una turbina eólica marina, pero sí se pretende llevar a cabo una valoración de *software*, así como un estudio de todo el proceso de diseño y entendimiento de la complejidad del mismo.

6.2. Definición de la geometría

La geometría a resolver es una celosía fija al fondo marino que soporte un aerogenerador en alta mar. Esta estructura también es conocida como *Jacket* y ya cuenta con unas características de partida que le hacen tener identidad propia.

Se trata de una estructura de barras metálicas que consta de cuatro patas, también llamados *Legs*, los cuales se sujetan al fondo marino mediante un sistema de pilotaje. Las cuatro patas son prácticamente verticales y vienen rigidizadas mediante cruces de San Andrés en las cuatro paredes que forman. Estas cruces de San Andrés están situadas a diferentes niveles y son tan grandes como el problema del pandeo en los *Legs* lo permita. Es decir, el función de estas vigas en forma de X no es exclusivamente la de hacer que la estructura sea más rígida, sino que además pretenden disminuir la luz de las



patas verticales para evitar así que pandee a niveles de tensión no muy elevados. En la parte superior de la celosía hay una estructura piramidal de barras metálicas sobre las que luego va sujeta la torre del aerogenerador, que se le llama pieza de transición.

Toda la estructura está compuesta de acero S355JR según norma UNE EN10025 con las siguientes características:

- ◆ Límite elástico: $\sigma_y = 356 \text{ MPa}$
- ◆ Densidad: $\rho = 7850 \text{ kg / m}^3$
- ◆ Módulo de Young: $E = 2,1 \cdot 10^5 \text{ MPa}$
- ◆ Coeficiente de Poisson: $\nu = 0,3$
- ◆ Coeficiente térmico: $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$

Este es el acero que se utiliza para estructuras marinas por tradición, S 355 JR según UNE EN-10025. Es el que se recoge en la norma y para el cual están calculados todos los límites estructurales que han de cumplirse.

Las secciones de todas las vigas son circulares, tubos huecos vacíos, de las cuales el espesor y el diámetro son parámetros de juego para el diseñador para obtener una variación en el peso de la estructura así como en la rigidez de la misma.

Las uniones de todas las barras se realizan mediante soldadura y se consideran rígidas, y así se diseñan y se entienden en los códigos utilizados para la mayoría de los programas informáticos que hay en el mercado, como es el entorno SESAM.

En concreto las dimensiones de la estructura que se estudia en este Proyecto Fin de Carrera son las proporcionadas por la OC3 (*Offshore Comparison Code Collaborative*). Las tablas proporcionadas por la OC3 con la geometría de la *Jacket* se encuentran recogidas en el Anexo 5.

La geometría resultante con todos esos datos es la siguiente:

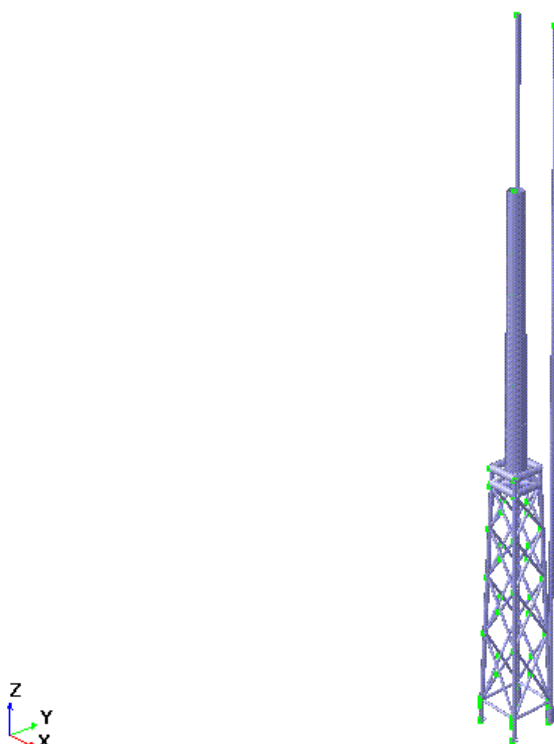


Figura 6.1.: Geometría proporcionada por la OC3

Como se puede apreciar en la Figura 6.1, la geometría proporcionada por la OC3 cuenta con dos elementos verticales que en principio parecen desentonar con la idea de la subestructura en celosía. Estos elementos son simplemente los tubos por donde se procede a introducir los pilotes que hagan la unión al lecho marino. Si se observan los datos en el Anexo 5, algunos de los elementos se encuentran duplicados. Otro de las modificaciones que se realizan es disminuir ligeramente la altura de la estructura para que el francobordo, parte de la estructura que sobresale del agua, no supere los 10m. Este valor no es aleatorio, sino que es el determinado para este tipo de plataformas marinas a las cuales ha de poder acceder personal de mantenimiento, montaje, etc., y así ser accesible desde los medios de transporte marinos existentes hoy en día, /Referencia 7/.

La estructura final con la que se parte en el estudio y diseño es por tanto la siguiente:

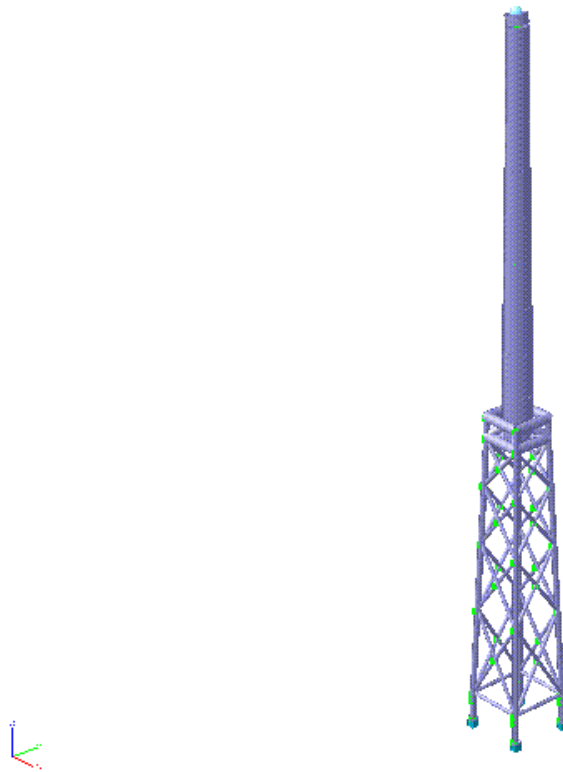


Figura 6.2.: Geometría de la celosía sin localización

Se puede observar una última diferencia con respecto a la estructura proporcionada por la OC3, y es el punto masa en la parte superior de la misma:

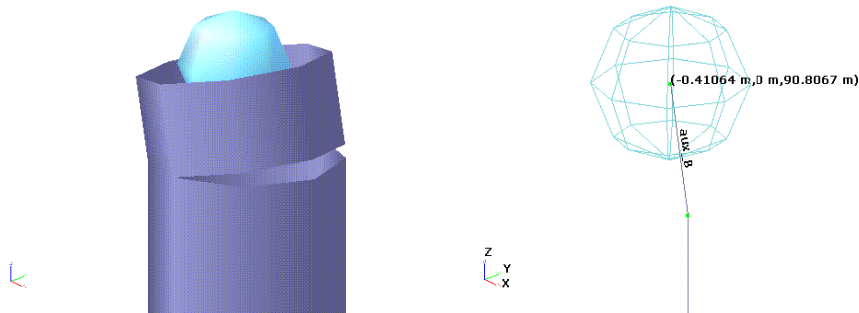


Figura 6.3.: Detalle del punto masa que representa la *nacelle* y palas

En estas dos imágenes se muestra el detalle del punto masa encargado de representar la *nacelle* y las palas de un aerogenerador de 5MW de NREL. En la imagen de la izquierda se puede ver en modo sólido, y en la de la derecha se ve en modo estructura alámbrica.

Es necesario contar con este elemento adicional para realizar el análisis modal y de carga última, ya que se necesita una forma de representar la rigidez y masa de la *nacelle* y las palas del aerogenerador. Para el análisis dinámico a fatiga se necesitaría representar todo el conjunto, estructura y aerogenerador, con su diseño en detalle. Sin embargo, no es competencia de este Proyecto Fin de Carrera el diseño en detalle sino un estudio preliminar del diseño y una valoración del paquete informático SESAM para llevarlo a cabo.

Los datos tomados son los proporcionados por la propia NREL para una turbina de 5MW y que se describen en el siguiente apartado.

La viga llamada aux_B que une el punto masa con el final de la torre del aerogenerador, es una viga de gran rigidez y poca masa, cuya función es representar la unión de la *nacelle* a la torre. Como la matriz de masas de la *nacelle* debe desplazarse respecto del (0,0) en el plano horizontal para tener en cuenta la excentricidad del centro de gravedad de este conjunto, la viga que se ha planteado para poder unirla conceptualmente a la torre debe poseer estas características, así no se trata de un elemento estructural, sino de una unión conceptual.

El material que se ha inventado para representar esta peculiaridad es:

- ♦ Límite elástico: $\sigma_y = 356 \text{ MPa}$
- ♦ Densidad: $\rho = 7,850 \text{ kg / m}^3$
- ♦ Módulo de Young: $E = 2,1 \cdot 10^{15} \text{ MPa}$
- ♦ Coeficiente de Poisson: $\nu = 0,3$
- ♦ Coeficiente térmico: $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$

Esta es una de las grandes simplificaciones necesarias para poder hacer el diseño de la subestructura. Lo ideal sería poder obtener un código completo con el diseño en detalle tanto de subestructura como de aerogenerador, pero este *software* no lo permite. Podría plantearse el diseño por separado de estas dos partes en diferentes programas y un acoplamiento posterior de los códigos, pero entonces no se obtendrían unos resultados correctos ya que la norma IEC 61400-3 dice que debe resolverse el problema aeroelástico e hidrodinámico conjuntamente.

6.2.1. Condiciones de la turbina de 5MW de NREL

Estos son los datos proporcionados por NREL para el diseño de subestructuras para una turbina de 5MW y con los cuales se calcula el punto masa de la estructura del que se acaba de hablar. Se encuentran recogidos en el Anexo 5.

Se trata de una masa uniforme. La matriz de masas es simétrica y está situada en el punto con coordenadas (-0,41064m, 0m, 90,8067m) situando el origen de coordenadas (0, 0, 0) en el centro geométrico de la estructura en planta y a la altura de la superficie libre del agua cuando el mar está en calma.



350 000	0	0	0	0	0
0	350 000	0	0	0	0
0	0	350 000	0	0	0
0	0	0	45 115 000	0.2162	1 457 800
0	0	0	0.2162	24 987 000	3.0203
0	0	0	1 457 800	3.0203	25 524 000

Tabla 6.1.: Matriz de masas del punto masa que representa la *nacelle* y palas.

$$M = 350\,000\text{ kg}$$

$$I_{xx} = 45\,115\,000\text{ kg}\cdot\text{m}^2$$

$$I_{yy} = 24\,987\,000\text{ kg}\cdot\text{m}^2$$

$$I_{xy} = 0.2162\text{ kg}\cdot\text{m}^2$$

$$I_{yz} = 3.0203\text{ kg}\cdot\text{m}^2$$

$$I_{xz} = 1\,457\,800\text{ kg}\cdot\text{m}^2$$

$$I_{zz} = 25\,524\,000\text{ kg}\cdot\text{m}^2$$

6.2.2. Parametrización de la estructura

Para poder obtener un código cómodo de manejar, interpretar y de modificar en un futuro los comandos con los que se dibuja la geometría y se asignan los conceptos estructurales tales como el material o las propiedades, se parametrizan las dimensiones más representativas de la estructura. De esta manera, si en el proceso iterativo de diseño resulta necesario variar alguna dimensión tal como un espesor o diámetro de una sección, bastará con hacerlo al comienzo del archivo de JavaScript de entrada a GeniE, Anexo 7.

Se ha aprendido que el trabajo con la línea de comandos y los archivos de entrada y salida del programa es muy útil ya que no sólo permite al usuario interpretar y entender mejor los resultados y todo lo que está haciendo, sino que además permite guardar toda la información necesaria en un archivo de texto editable que no ocupa casi espacio. Como se ha explicado en el Capítulo 5 de esta memoria, si se utiliza el Gestor de SESAM, es además de mucha importancia manejar y conocer estos archivos de entrada y salida y el flujo de los mismos a través de los diferentes módulos para evitar errores.

En el Anexo 7 puede encontrarse el archivo de texto con la geometría de la celosía parametrizada.

Si se deseará hacer un análisis de sensibilidad de los parámetros más influyentes en el diseño a carga última de la estructura, por ejemplo, esta parametrización permitiría realizar modificaciones sin mucho esfuerzo por parte del usuario.

6.3. Condiciones de contorno:

Las condiciones de contorno contienen la información del emplazamiento.

En primer lugar, la localización está situada en el Mar del Norte:



Figura 6.4.: 53° 8' 18'' N, 01° 8' 44'' E, en la costa de Reino Unido en el Mar del Norte

La gravedad se considera de: $g = 9,80665 \text{ m} / \text{s}^2$.

En cuanto a las propiedades del aire:

Densidad	1,226 kg / m ³
Viscosidad Cinemática	$1,462 \cdot 10^{-5} \text{ m}^2 / \text{s}$

Las propiedades del agua son las siguientes:

Densidad	1025 kg / m ³
Viscosidad Cinemática	$1,19 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2 / \text{s}$

6.3.1. Interacción suelo-cimentación-estructura

La interacción entre el suelo, los pilotes y la estructura es muy importante ya que el comportamiento dinámico de la estructura al completo dependerá de ella.

En la normativa, tanto en la IEC 61400-3 como en la Recomendación Práctica de API como en la *Offshore Standard DNV-OS-J101*, se tiene muy presente el estudio de esta interacción. Pero es en la Práctica Recomendada RP 2A-WSD de API donde se da una explicación en profundidad de los pasos a seguir para el diseño de dicha interacción, /Referencia 8/.

Las normas mandan realizar un análisis de cargas dinámicas a la estructura, pero el comportamiento del suelo presenta no-linealidades durante las cargas cíclicas debido a la composición de los materiales de las diferentes capas que forman el lecho marino. Estos materiales tienen diferentes deformaciones o rigidez según la carga a la que están sometidos, no se comportan de forma lineal. Por este motivo es necesaria una linealización previa a cualquier análisis de carga al que se le vaya a someter ala estructura.

Existen diferentes métodos de linealización que tratan encontrar una combinación de la respuesta tanto del pilote como del suelo marino que asegure una participación apropiada de ambos en la interacción suelo-estructura en la respuesta dinámica. El más común y utilizado es el método de las curvas p-y del suelo.

Al final, con todos estos métodos se pretende obtener un modelo que represente los pilotes de forma lineal. Los pilotes pueden estar representados por un empotramiento, por un conjunto de muelle traslacional y rotacional acoplados que resultan en una matriz de rigidez que acopla los grados de libertad, o por último como una parte real del pilote bajo el suelo que viene sujeta mediante una distribución de muelles traslacionales, lineales, laterales y desacoplados entre sí. Este último modelo se llama de muelles distribuidos y es el que más se aproxima a la realidad, aunque también el que mayor coste computacional tiene.

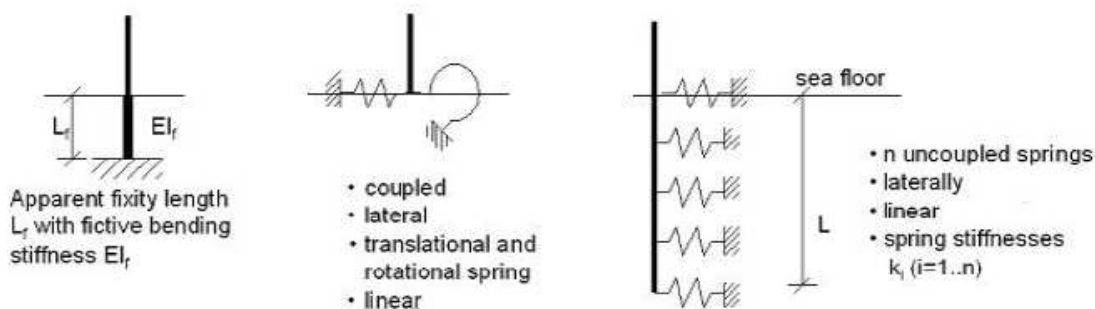


Figura 6.5.: Modelos de muelles equivalentes al comportamiento del suelo /Referencia 12/

Para el desarrollo de todos los análisis a la celosía se va a utilizar un modelo de cimentación empotrada, es decir, que la unión al suelo de la estructura es infinitamente

rígida. Esta aproximación es perfectamente válida para un análisis preliminar como el que se pretende llevar a cabo para la valoración del entorno de simulación SESAM.

Con todos los datos anteriores de geometría y localización, la estructura tiene el siguiente aspecto:

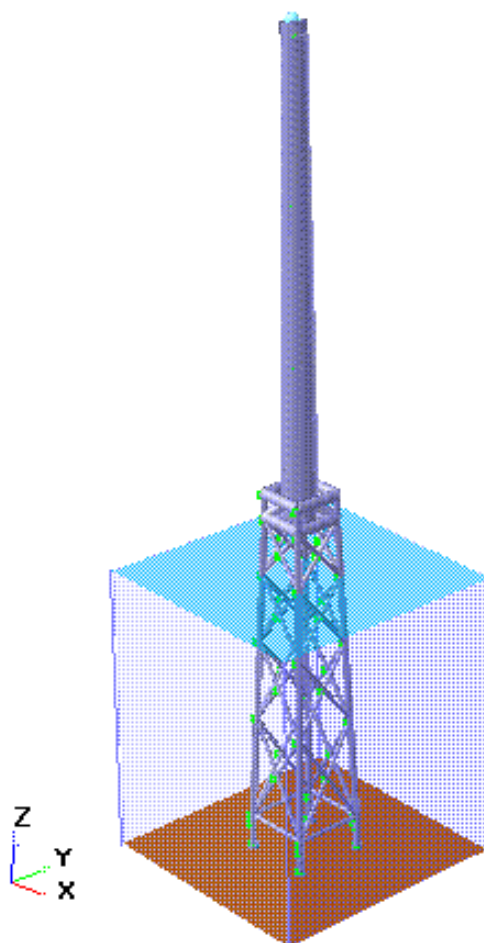


Figura 6.6.: Estructura de celosía, más torre, más localización.

6.3.2. Condiciones de mar:

Los datos de mar que se manejan son los diagramas de dispersión de las ocurrencias de estados de mar a lo largo de 17 años en el emplazamiento elegido y las corrientes marinas en el mismo. Los estados de mar, tal y como se ha explicado en el capítulo 4 de la memoria, quedan representados por el tipo de espectro de olas utilizado, la altura de ola característica H_s y el periodo de pico de paso por cero T_z . Para el análisis de fatiga de la celosía será necesario convertir los datos para 17 años en datos para 20 años.



Se tomaron datos cada 3h, esto es porque es el tiempo estimado para poder considerar un estado de mar como tal, desde enero de 1992 hasta diciembre de 2008, lo que suponen un total de 49664 tomas de datos.

Se han discretizado las direcciones de avance de frente de ola principal en 12, cada 30°.

Los espectros de contenido energético de las olas son de tipo JONSWAP con factor de pico de 3.3, el cual es característico del Mar del Norte tal y como indican las referencias /Referencia 7/, /Referencia 9/ y /Referencia 17/.

Esta información puede encontrarse en el Anexo 6 y está proporcionada por Acciona Energía.

Se muestra a continuación el diagrama de dispersión total, pero se puede acudir al Anexo 6 para ver cada uno de los diagramas discretizados en cada una de las direcciones consideradas. A este tipo de diagramas se les conoce también como *Scatter Diagram*, lo que significa diagrama de dispersión, que en el fondo es una caracterización estadística del mar.

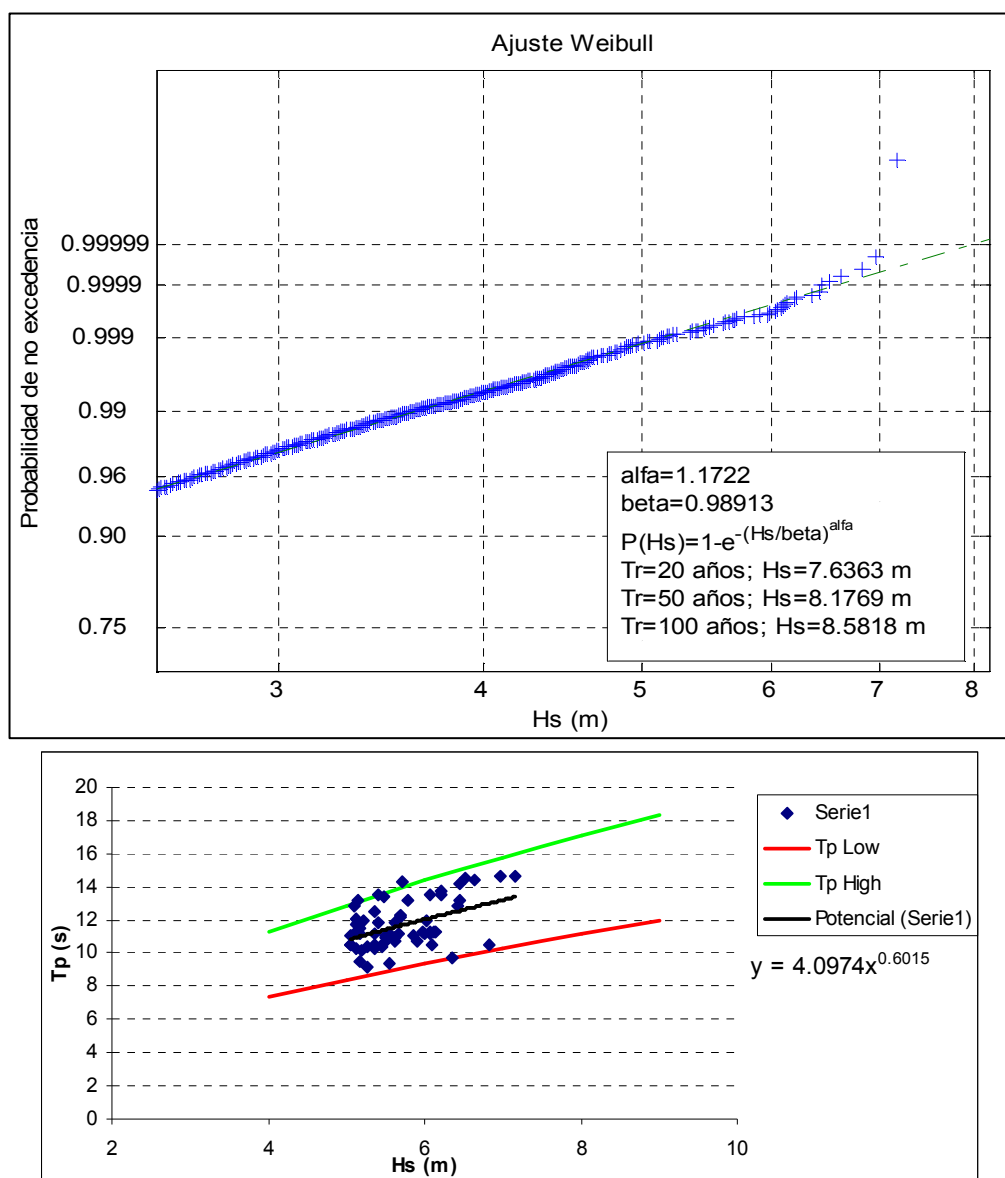
Periodo de paso por cero, Tz

	0s - 1s	1s - 2s	2s - 3s	3s - 4s	4s - 5s	5s - 6s	6s - 7s	7s - 8s	8s - 9s	9s - 10s	10s - 11s	11s - 12s	>12s
0m - 0.5m	0	177	5011	2163	1322	530	158	81	44	20	10	1	1
0.5m - 1m	0	2	5658	7695	2082	1012	226	46	28	8	1	1	0
1m - 1.5m	0	0	0	6879	3486	964	227	39	10	3	0	0	0
1.5m - 2m	0	0	0	1245	3786	865	156	22	3	0	0	0	0
2m - 2.5m	0	0	0	0	1317	1600	161	5	0	0	0	0	0
2.5m - 3m	0	0	0	0	244	687	446	28	2	0	0	0	0
3m - 3.5m	0	0	0	0	14	128	339	125	16	0	0	0	0
3.5m - 4m	0	0	0	0	0	30	116	100	42	1	0	0	0
4m - 4.5m	0	0	0	0	0	9	30	73	40	7	0	0	0
4.5m - 5m	0	0	0	0	0	1	5	34	29	10	2	0	0
5m - 5.5m	0	0	0	0	0	0	0	5	17	5	1	0	0
5.5m - 6m	0	0	0	0	0	0	0	1	10	3	1	0	0
6m - 6.5m	0	0	0	0	0	0	0	1	6	3	3	0	0
6.5m - 7m	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	3	0	0
>7m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0

Altura de ola significativa, Hs



Estos datos no sólo contienen la información necesaria para realizar los cálculos de vida a fatiga de la estructura, sino que de ellos se pueden obtener, mediante estadística, los datos de la “super-ola”, u ola máxima que podrá encontrarse a 20 años, 50 años, o para el periodo de vida que el diseñador estime oportuno. Mediante una distribución de Weibull se saca la siguiente información:



Periodo de retorno	Hs	Tp	Tp Low	Tp high	Hmax	Tmax low	Tmax High
20 años	7.63	13.9	10.9	16.6	12.8	9.13	11.89
50 años	8.17	14.5	11.3	17.3	13.7	9.45	12.30
100 años	8.58	14.9	11.7	17.9	14.4	9.68	12.60

Tabla 6.2.: Datos de olas regulares más perjudiciales para un periodo de retorno de 20, 50 y 100 años

En el caso del análisis de carga última que se va a realizar sobre la subestructura en celosía es el de la ola de 50 años, con una altura de $H = 13,7\text{m}$ y se probará entre el rango de periodos posibles cuál es el más dañino para la estructura: $T = 9,45 - 12,30\text{ s}$.

Este caso de carga también es el que se utiliza para realizar el análisis de interacción suelo-cimentación-estructura. Como se ha explicado en el Capítulo 4 de este Documento, a la hora de linealizar el problema es necesario situarse en un punto de las curvas del suelo P-Y, T-Z y Q-Z donde convertirlas en aproximaciones lineales. Estos puntos se toman según las condiciones de suelo a las que va a trabajar la estructura durante su vida útil. Existen diferentes criterios, podría ser el caso de carga última como es el que se va a utilizar en este caso, podría ser con el caso de la ola más recurrente en un periodo de 20 años, o a elegir por el diseñador.

En cuanto a las corrientes marinas, se va a utilizar un perfil de corrientes del Mar del Norte con la siguiente distribución de velocidades de la partícula de agua frente a la altura z :

Altura z (m)	Velocidad (m/s)
30 m	1,1 m/s
0 m	1,1 m/s
- 40 m	0,5 m/s
- 50 m	0 m/s

Tabla 6.3.: Perfil de corrientes para el Mar del Norte para una profundidad de 50m

La altura tiene como referencia $z = 0\text{m}$ la superficie libre del agua cuando el mar está calmado. Es necesario definir una velocidad de partícula de agua hasta 30m para el caso en el que esté pasando una ola de gran altura, Wajac entienda qué corriente hay en esa agua. La altura máxima de ola es de 13,7 m, pero por seguridad se indica un valor superior con el que se garantice que en todo caso de carga de ola, en cualquier momento del periodo de una ola, esté definido el perfil de corrientes.



6.4. Estimación de las cargas inducidas por las olas

Anteriormente, en el apartado 4.4, se ha explicado la teoría del cálculo de las cargas con las que solicita el mar, es decir, la ecuación de Morison fundamentalmente. El módulo del paquete informático de SESAM encargado de llevar a cabo este cálculo de cargas hidrodinámicas es Wajac.

Los datos de los que se parte para la resolución de este problema son:

- ♦ La geometría y propiedades mecánicas de la estructura;
- ♦ Las propiedades hidrodinámicas de la estructura: coeficientes de Morison, crecimiento marino, inundación de las patas de la estructura (*flooding*);
- ♦ Datos de la localización: mar, suelo, aire.

Los datos de la geometría vienen dados por el archivo de elementos finitos que se crea desde GeniE al mallar la estructura. Este archivo se llama T1.FEM y lleva además de la información geométrica de la celosía, la información conceptual de las vigas. La información de las propiedades hidrodinámicas, en concreto de los coeficientes de Morison puede estar almacenada o bien en este archivo como parte de la información conceptual de los miembros de la subestructura, o bien puede ir contenida en el archivo de entrada a Wajac. Es necesaria esta información ya que la fórmula de Morison depende del área enfrentada y volumen del agua desplazada, el cual es el mismo que el volumen de la estructura.

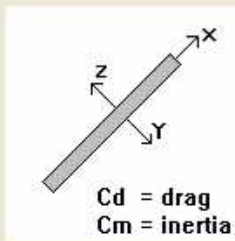
$$F = \frac{1}{2} C_d \rho D |U| U + C_m A \dot{U}$$

El archivo de entrada a Wajac, llamado wajac.inp, es un archivo editable de texto en el que a través de diferentes comandos se le da al *software* el resto de información necesaria para que calcule las solicitaciones del mar sobre la estructura.

En el caso de la celosía, los dos análisis que se van a realizar son de carga última y un análisis cuasi-estático estocástico de fatiga.

Para el análisis estático de carga última, los datos del mar de entrada a Wajac son:

- ♦ Patas completamente inundadas (los 4 *Legs*);
- ♦ Coeficientes de Morison a todos los miembros de la estructura: se toman unos valores constantes obtenidos de un ejemplo proporcionado por DNV los cuales son característicos de un estado de mar del Mar del Norte, /Referencia 22/.



Cd = drag
Cm = inertia

C_{dx}	0
C_{dy}	0.7
C_{dz}	0.7
C_{mx}	0
C_{my}	2
C_{mz}	2

Figura 6.7.: Coeficientes hidrodinámicos de Morison (del término de arrastre y del término de inercia)

- ♦ Crecimiento marino con las siguientes características, obtenido de la /Referencia 22/:

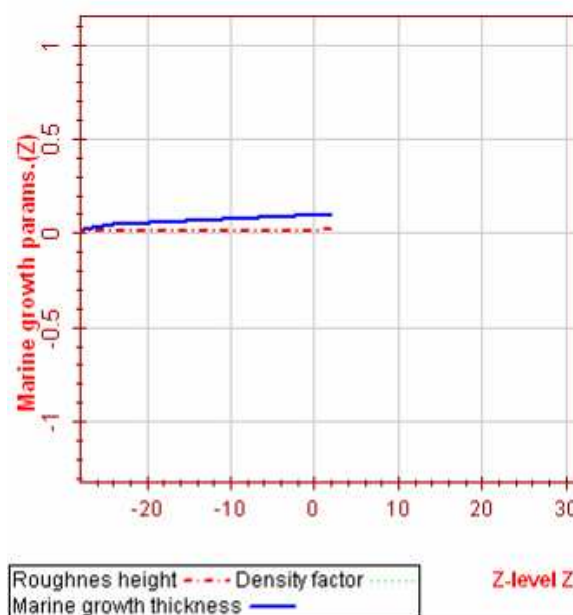


Figura 6.8.: Crecimiento marino en función de la profundidad del agua

- ♦ El perfil de corriente del Mar del Norte, /Referencia 22/:



Figura 6.9.: Perfil de corrientes introducido en GeniE

- ♦ Y un par de olas, obtenidas en el apartado de condiciones de mar anterior, de:

Altura: H (m)	Periodo: T (s)
13,7 m	9,45 s
13,7 m	12,3 s

Además a estas olas hay que asociarles una dirección de avance del frente de ola, una fase inicial, una teoría con respecto a la cual calcular la ola tal y como esta explicado en el Capítulo 4 y si se quiere asociar una corriente marina a este caso de carga.

Cada uno de estos estados de mar se va a dividir en un número de casos de carga. Tantos como se le diga a Wajac que divida un ciclo completo de ola y en las fases en la que se le indique. Se calcularán las fuerzas y momentos que suponen el paso de esa ola en la dirección dada con el perfil de corriente dado y en cada una de esas fases, pero se le puede pedir a Wajac que en el archivo de salida con las series temporales de carga, L1.FEM, almacene todos los casos, o que simplemente recuerde aquellos que supongan el mayor cortante en la base y el mayor momento flector, es decir, las peores situaciones de carga.

Los puntos donde calcula Wajac las solicitaciones son todos los nodos que se hayan creado en el mallado de la estructura y que van almacenados en el archivo T1.FEM que sale de GeniE. Las solicitaciones se suponen cargas distribuidas y lo que hace exactamente el programa es calcular las fuerzas y momentos sobre cada nodo y en el punto intermedio del miembro. Existe la posibilidad de realizar un refinamiento del mallado en aquellas vigas o miembros que, durante el paso de un ciclo completo de ola, puedan tener casos de carga en los que están mojados y fases en las que no.

Para configurar el archivo de entrada al *software*, en el caso del análisis de carga última se puede ir haciendo desde la interfaz gráfica de GeniE, con ventanas como las

que se han mostrado anteriormente, ya que resulta más cómodo que manejar el archivo editable de entrada.

En cualquier caso es muy importante conocer los comandos del archivo de `wajac.inp` para poder controlar los datos de entrada al programa y así entender mejor la salida. Los archivos de entrada utilizados se encuentran todos recogidos en el Anexo 7.

Por otro lado, para el análisis de fatiga, se va a realizar un cálculo de cargas de estados de mar estocástico. La entrada al programa Wajac en este caso es el rango de frecuencias para el cual puede tener contenido energético el mar y una altura de ola asociada con la cual linealizar la ecuación de Morison. Para poder entender esto mejor, acudir al análisis de fatiga estocástico en el Apartado 6.8 de este mismo capítulo.

Wajac en este caso tiene como entrada la localización con las propiedades hidrodinámicas correspondientes, la geometría de la estructura del archivo T1.FEM, al igual que en el análisis de carga última, y este rango de frecuencias con alturas de ola asociadas que se acaba de nombrar en el párrafo anterior.

Así como en el caso del análisis de carga última se ha dicho que para preparar el archivo `wajac.inp` se puede hacer de una forma cómoda y rápida desde la interfaz gráfica de GeniE, en el caso de este otro archivo para el análisis de fatiga estocástico en el que Wajac tiene que calcular la función de transferencia del estado mar, no es posible hacerlo desde GeniE. Esta es una de las carencias de este paquete informático, y es que aunque el preprocesador GeniE pretende ser además el gestor de todos los análisis que se quieran hacer con el paquete informático SESAM, evitando de esta manera el tener que crear o acceder a los archivos `*.inp` de entrada a los diferentes módulos de cálculo, está muy limitado de momento. En concreto para cualquier tipo de análisis estocástico o de estado de mar no está disponible una interfaz gráfica donde generar dicho estado de mar. Es necesario por tanto crear el archivo de comandos de entrada a Wajac, `wajac.inp`, en un documento de texto siguiendo el manual de Wajac. Este archivo de entrada para el cálculo de la función de transferencia del mar y de la estructura está también en el Anexo 7.

6.5. Estimaciones de las cargas inducidas por el viento

En un principio la carga debida al viento debería ser tenida en cuenta tanto en el análisis de carga última como en el de fatiga, pero lamentablemente, con el programa informático que se está valorando, SESAM, no ha sido posible poder considerarla en el análisis de fatiga.

Para el análisis de carga última, basta con entender la carga del viento como una carga puntual y estática en el buje del aerogenerador, es decir, en la masa puntual que representa la *nacelle* y palas en el caso del modelo utilizado en este Proyecto Fin de Carrera.

Para poder conocer el valor de dicha carga puntual, se acude al registro de cargas sobre un aerogenerador de 5MW real proporcionado por Acciona Windpower del que se



obtiene que la carga que supone el mayor momento flector sobre la torre en todo el rango de producción de la máquina tiene un valor de 800 000 N en el plano horizontal.

Debería considerarse la correlación entre las cargas de ola y de viento pero no se dispone de dichos datos, por lo que la dirección en la que se aplicarán será la más perjudicial para el conjunto completo de aerogenerador y estructura.

En el caso del análisis de fatiga sería necesario, tal y como dice la normativa, tener valores de la velocidades de viento, el espectro de energías por el cual se representa el viento en dicha ubicación y la función de correlación en el espacio de los puntos de viento.

Existe en Framework una aplicación para realizar un análisis de fatiga de viento estocástico que resuelve de forma dinámica mediante superposición modal. Las cargas de viento se introducen como un espectro de energías que representa la estadística de las fuerzas sobre el aerogenerador durante un periodo determinado.

Para poder utilizar dicha aplicación se necesitaría tener modelizado el aerogenerador, palas y estructura al completo, pero de lo único de lo que se dispone es de la subestructura en celosía, la torre, un punto masa que representa la *nacelle* y palas y una serie temporal de fuerzas y momentos en la base de la torre obtenidas a partir de la simulación de un viento en la turbina de 5MW en Bladed. Para salvar esta dificultad se plantea introducir en el programa un espectro teórico de viento que caracterice estadísticamente, no las cargas del viento, sino las solicitaciones que se dan en la base de la torre del aerogenerador.

Uno de los errores que se está cometiendo con este método es que las reacciones en la base de la torre se están obteniendo como si ésta estuviese empotrada al suelo, cuando debería tener una rigidez que representase exactamente la de la subestructura, por lo que dichas cargas no se deberían poder extrapolar. Al utilizar la aplicación de Framework para simular el viento se encuentran muchas dificultades en cuanto a la forma de meter los datos del viento, ya que se encuentran muy determinados los parámetros de entrada dejando al usuario muy pocas posibilidades de jugar con ellos, por lo que resulta muy difícil llevar a cabo ese truco de simular un espectro de viento teórico que represente las cargas sobre el aerogenerador en vez del viento. Además, si se desea estudiar la fatiga, la aplicación en Framework no permite más que tener en cuenta las cargas de viento o bien las cargas de los estados de mar, pero no una combinación de ambas como sería necesario.

Vistas todas estas deficiencias y dificultades se decide no tener en cuenta la fatiga del viento ya que la solución ideada para poder tenerlas en cuenta con este *software* resulta tan ineficiente o más que no tenerlas en cuenta. Como análisis de fatiga para el diseño de la subestructura en celosía, el análisis de tan solo estados de mar resulta insuficiente para poder garantizar la integridad estructural, pero se plantea como un estudio del daño que produce el mar sobre la subestructura a fatiga. En cuanto a la valoración del paquete informático SESAM se llega a la conclusión de que para analizar el efecto del viento sobre la estructura no es un *software* adecuado.

6.6. Estimación de las frecuencias naturales de la estructura

La importancia del análisis modal radica en el hecho de que va a marcar el comportamiento dinámico de la estructura. Las frecuencias y modos propios de una estructura son aquellas frecuencias a las que vibra una estructura de forma natural al someterlas a una excitación y después dejarlas libres de carga. Estas frecuencias dependen exclusivamente de la rigidez y masa de la estructura, y, de forma muy simplificada, el oscilador libre de un grado de libertad da una idea de la forma en que se rigen:

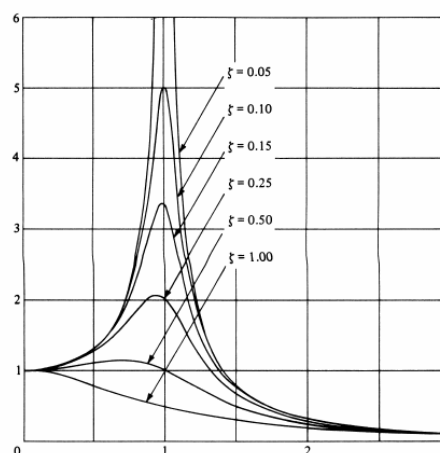
$$\omega = \sqrt{\frac{K}{M}}$$

Donde K es la rigidez y M la masa de la estructura. La causa por la que es importante estudiar esta característica de la estructuras, es que en el caso de estar sometidas a una acción dinámica, es decir, que varíe en el tiempo, si la frecuencia de excitación coincidiera con la frecuencia propia de vibración, daría lugar a una amplificación dinámica llamada resonancia en la que la estructura podría romper. Para evitar que ocurra dicho fenómeno se deberá tener cuidado en controlar por un lado las frecuencias propias de la estructura jugando con su rigidez y masa para que se alejen lo más posible de las frecuencias de excitación de las cargas, o diseñar un sistema de amortiguamiento de dicha amplificación.

En la figura de la derecha se muestra un gráfico del fenómeno de la resonancia y cómo la amplificación puede mitigarse mediante amortiguación.

Figura 6.10.: Factor de Amplificación Dinámica y fenómeno de Resonancia

En cualquier caso, no es propósito de este proyecto el estudio de la teoría de vibraciones, por lo que no se va a profundizar más en ella.



Resulta obvio que el primer paso para diseñar una estructura es caracterizar adecuadamente las sollicitaciones a las que va a estar sometida. En el caso de que las acciones sean dinámicas, deberá encontrarse las frecuencias a las que van a darse. Para los aerogeneradores, las certificadoras de máquinas marcan unos estándares a seguir por el fabricante sobre los rangos de frecuencias propias de las mismas admisibles. Además, al estar diseñando en un entorno marino, habrán de tenerse muy presentes las fuerzas de excitación de las olas, que por supuesto son dinámicas. En la figura siguiente se pretende mostrar todo ello.

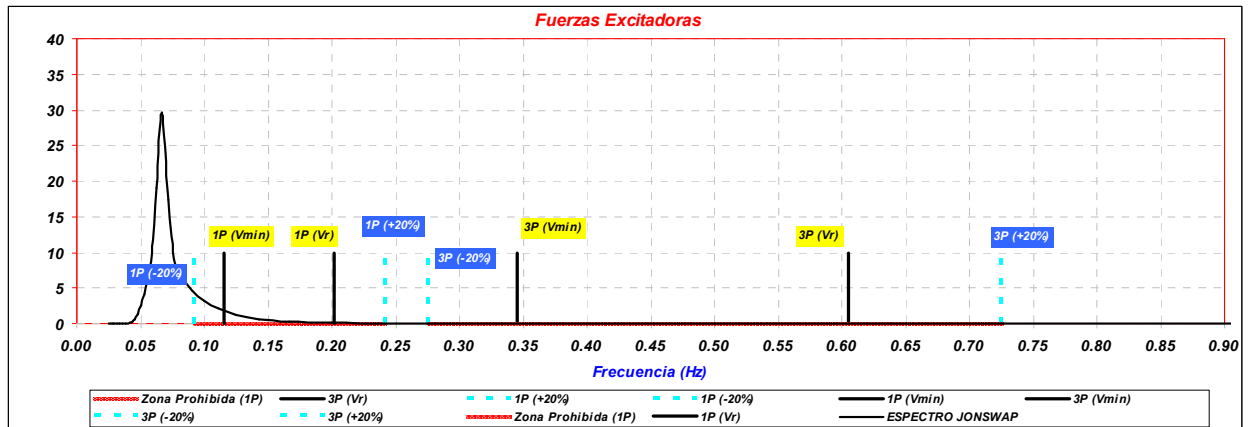


Figura 6.11.: Frecuencias de las fuerzas de excitación en una turbina marina

Los rangos prohibidos señalados en color rojo son a todas las frecuencias a las que excita la máquina con el paso de una pala, 1P, y las tres palas, 3P, desde la velocidad mínima de giro del rotor, V_{min} , hasta la velocidad de corte, V_r , velocidad máxima de giro del rotor. Además tienen en cuenta un porcentaje de seguridad marcado por las certificadoras, el cual no debería sobrepasarse, $\pm 20\%$. Otro rango prohibido, y muy importante en el diseño de la subestructura marina es el de excitación del mar, el cual queda representado en esta gráfica por el espectro JONSWAP de $T=8s$ y $H=15m$.

Como se puede observar en la Figura 6.11, habrá que procurar que las frecuencias propias de la estructura se encuentren entre los 0,24 Hz y 0,28 Hz o por encima de los 0,71 Hz.

En primer lugar, se va a realizar un análisis de sensibilidad modal para poder encontrar el modelo de menor coste computacional que mejor represente la realidad de la estructura. Los parámetros respecto de los cuales se va a estudiar la sensibilidad son:

- ◆ Si se tiene en cuenta o no el término de la masa añadida;
- ◆ Crecimiento marino y corrosión para representar la estructura a los 20 años de vida y ver si ha variado su comportamiento dinámico;
- ◆ Legs inundados o no.

En primer lugar se lleva a cabo el análisis de la influencia de tener en cuenta la masa añadida. La masa añadida es la masa de agua que la estructura desplaza al moverse. Es importante tener presente este fenómeno ya que la masa que el sistema mueve al vibrar no es sólo la del acero de la propia estructura, sino también la del agua que mueve o que las barras de acero puedan contener en su interior, por lo que en la ecuación de frecuencias propias al aumentar la masa, disminuirá la frecuencia pudiendo acercarse a las de excitación.

Análisis de sensibilidad a la masa añadida		
Frecuencias Propias (Hz)	Masa añadida	
	No	Sí
f1	0.299	0.299
f2	0.309	0.309
f3	1.233	1.178
f4	1.276	1.211
f5	1.396	1.379
f6	2.364	2.249
f7	2.753	2.586
f8	4.166	3.224
f9	4.98	3.726
f10	5.215	3.861
tiempo computación	8s	11s

Tabla 6.4.: Análisis de sensibilidad modal a la masa añadida

Se pueden apreciar varias cosas en esta tabla. En primer lugar, las dos primeras frecuencias propias de la estructura no se ven alteradas por tener en cuenta el término de masa añadida o no. Esto es debido a que estos dos modos de vibración se corresponden con la flexión en el plano XZ e YZ de la torre del aerogenerador, ver Anexo 9, y este modo, al ser la vibración en elementos estructurales que están en el aire, no desplazan agua.

Por otro lado, para frecuencias mayores, donde los modos de vibración son de elementos estructurales que están dentro del mar, sí que se aprecia una disminución de la frecuencia. Como se ha dicho, es debida a que la masa aumenta pero no la rigidez.

Sin embargo, pese a darse una disminución en las frecuencias naturales de la estructura, al no acercarse a las frecuencias de excitación del mar que están por debajo de los 0,25 Hz, no es necesario considerar un modelo dinámico y será suficiente realizar un análisis cuasiestático, por lo que no se tendrá en cuenta la masa añadida para el análisis de fatiga.



Como se ha mencionado anteriormente, también es importante tener en cuenta la inundación de los *legs* o patas verticales de la celosía, ya que son un incremento de la masa del sistema que disminuye las frecuencias naturales del mismo.

Análisis de sensibilidad a la inundación de las patas		
Frecuencias Propias (Hz)	Legs inundados	
	No	Sí
f1	0.299	0.299
f2	0.309	0.309
f3	1.195	1.178
f4	1.231	1.211
f5	1.385	1.379
f6	2.285	2.249
f7	2.64	2.586
f8	3.498	3.224
f9	3.977	3.726
f10	4.106	3.861
tiempo computación	8s	11s

Tabla 6.5.: Análisis de sensibilidad modal a la inundación de las patas verticales (*legs*)

Al igual que con el término de masa añadida, las frecuencias a partir de la tercera disminuyen ligeramente pero siguen sin acercarse a las frecuencias de excitación del mar, por lo que no requiere un modelo dinámico.

También se ha hecho un análisis teniendo en cuenta el crecimiento marino y la corrosión que pueda afectar a la estructura durante un periodo de 20 años para comprobar como se comportará dinámicamente la estructura en el límite de vida estimada. El crecimiento marino contribuye al sistema con masa pero sin rigidez, mientras que la corrosión contribuye disminuyendo rigidez y masa.

Comportamiento modal a los 20 años de vida				
Frecuencias Propias (Hz)	Corrosión = No Crecimiento Marino = No	Corrosión = Sí Crecimiento Marino = No	Corrosión = No Crecimiento Marino = Sí	Corrosión = Sí Crecimiento Marino = Sí
f1	0.299	0.295	0.298	0.295
f2	0.309	0.306	0.309	0.305
f3	1.178	1.163	1.151	1.136
f4	1.211	1.196	1.18	1.165
f5	1.379	1.356	1.372	1.349
f6	2.249	2.237	2.206	2.191
f7	2.586	2.566	2.527	2.503
f8	3.224	3.172	3.052	2.999
f9	3.726	3.664	3.613	3.552
f10	3.861	3.804	3.767	3.712
tiempo computación	11s	8s	9s	8s

Tabla 6.6.: Análisis modal a los 20 años de vida: crecimiento marino y corrosión de la estructura

En el caso de tener en cuenta estos dos efectos, las frecuencias propias de la estructura disminuyen. Con el crecimiento marino era de esperar que ocurriese dicho efecto de disminución de las frecuencias ya que aumenta la masa, pero con la corrosión al disminuir la masa aunque también disminuyese la rigidez no se podía afirmar a priori lo que iba a ocurrir. Si se hace un estudio más a fondo de lo que está ocurriendo al disminuir la sección del acero debido a la corrosión, está disminuyendo el volumen, que es una potencia al cubo de la longitud, pero también está disminuyendo la rigidez que es una potencia cuarta de la longitud, por lo que pese a que están disminuyendo ambas características, la rigidez lo está haciendo de forma más rápida. Esta es la explicación de que también disminuyan las frecuencias propias del sistema. En cualquier caso, siguen sin estar cerca de las frecuencias de excitación, por lo que el comportamiento dinámico de la estructura va a quedar perfectamente representado por un modelo cuasiestático en los 20 años de simulación de vida.

En definitiva, se ha visto que las frecuencias naturales del sistema compuesto por aerogenerador y celosía disminuyen considerando los efectos de masa añadida, inundación de los *legs*, corrosión y crecimiento marino, pero no lo suficiente como para acercarse a las frecuencias de excitación del mar que se encuentran por debajo de los 0,3 Hz. Además, las dos primeras frecuencias naturales del sistema no se ven a penas



afectadas por ninguno de estos efectos ya que se tratan de modos de flexión de la torre del aerogenerador, por lo que al ser fenómenos que ocurren debido al agua del mar, no tienen influencia. Queda justificada de esta manera que los análisis a fatiga que se realicen, puedan ser mediante un análisis cuasi-estático en vez de dinámico.

Se recogen los diez primeros modos de vibración en el Anexo 9, así como una tabla resumen de las frecuencias naturales según los fenómenos que se tengan en cuenta.

6.7. Análisis de carga última

El ensayo a carga última es la carga estática más perjudicial estimada que puede tener lugar en el periodo marcado por la normativa según la vida de la estructura. En el caso de carga de mar, la ola de mayor contenido energético con un periodo de recurrencia de 50 años, y en el viento, la turbulencia más perjudicial con ese mismo periodo de repetición.

Existen diferentes situaciones de carga entre las que se debe distinguir, como son una situación de carga con la máquina en operación, funcionando bajo condiciones normales, o un caso de carga extrema fuera del rango de operación de la máquina. En las tablas de la IEC 61400-3, Anexo 2, se encuentra recogida toda la información de los estados de mar, corrientes, vientos y condiciones eléctricas, así como otras consideraciones, para analizar el modelo estructural a carga última.

En el caso de este Proyecto Fin de Carrera, al no tener modelada más que la subestructura en celosía sobre la que se apoya el aerogenerador, no es posible realizar un caso de carga última con todas las consideraciones pertinentes. En lo relativo al comportamiento tanto mecánico como eléctrico de la turbina no es posible modelar ninguna carga, por lo que exclusivamente se van a utilizar las cargas de viento y mar.

Otra gran limitación es que los datos del entorno con los que se deben realizar los análisis deben estar correlados, ya que olas, corrientes marinas y viento no son fenómenos independientes, pero no ha sido posible contar con dicha información.

La información de partida para poder llevar a cabo este análisis es el diagrama de dispersión de los estados de mar en la ubicación del Mar del Norte donde se simula que se va a situar este aerogenerador, y un histórico de solicitaciones sobre un aerogenerador de 5MW simulado en Bladed, Anexo 5.

Del diagrama de dispersión de los estados de mar se ha obtenido la ola más perjudicial y probable con un periodo de recurrencia de 50 años, tal y como dicen la norma IEC 61400-3 y la RP 2A-WSD, a través de la distribución de Weibull. Esto se ha explicado en el apartado 6.4 de esta memoria.

Del histórico de solicitaciones sobre el aerogenerador de 5MW se ha obtenido una fuerza de viento horizontal de 800 000 N que es la que provoca una mayor flexión en la

torre en todo el rango de operación de la máquina, tal y como se ha explicado en el apartado de estimación de las cargas inducidas por el viento.

Además de los datos de olas del mar, también se dispone de un perfil de corrientes el cual se ha descrito también en el apartado 6.4 de este documento.

Como ya se ha mencionado, no se dispone de una correlación de las direcciones de corriente marina, dirección de ola y con la dirección del viento, por lo que para considerar la combinación más perjudicial se procede a realizar un barrido de los 360° del plano horizontal con las posibles combinaciones de carga.

Antes de nada, se busca un modelo de elementos finitos con un tamaño de malla adecuado para realizar el análisis. El tipo de elemento viga que se utiliza es una viga recta de dos nodos con 6 grados de libertad por nodo, tipo *BEAS* en Sestra, ver Anexo 8. Para poder utilizar como elemento finito un elemento viga, que es una sola dimensión, es necesario que una de las dimensiones sea bastante mayor que las otras dos. No existe un valor exacto de cuánto mayor ha de ser, pero como norma general se suele utilizar valores de longitud del elemento entre 2.5 y 3 veces el diámetro de la sección, como es el caso del ejemplo de la /Referencia 22/. Se entiende que es un elemento viga de formulación de tipo Euler-Bernoulli ya que, aunque no ponga nada explícitamente en el manual de Sestra, no se ha encontrado factor corrector del cortante.

En la torre del aerogenerador, cuyo diámetro llega casi hasta los 6m, se utiliza un tamaño de malla máximo de 7m. No cumple con la relación anterior, pero se utiliza esta densidad de malla ya que la torre se compone de 9 tramos de 8.76m cada uno de altura y de secciones cuyos diámetros van disminuyendo con la altura de la torre, y de esta manera se obtienen al menos dos elementos por tramo y 3 nodos, que representarán la flexión de la torre mejor que si fuesen un elemento por tramo.

En la pirámide superior de la celosía se da una situación peculiar, y es que confluyen elementos de gran rigidez: la pieza de transición que tiene precisamente esta función rigidizadora, con elementos de menor rigidez como son las barras superiores de la *jacket*. Esto significa que en esos grados de libertad, la matriz de rigideces tiene elementos muy descompensados, por lo que se podría dar una singularidad para la que el método de elementos finitos no está preparado para resolver. Como se trata de unos acoplamientos entre barras prácticamente empotrados, de gran rigidez, no habrá grandes deformaciones, y por tanto con un solo elemento finito por barra se captarán de forma válida los desplazamientos y tensiones en dichas barras. Es decir, las barras que forman la pirámide que miden entre 4 y 7m, van a tener una propiedad de tamaño de malla de 10m, consiguiendo de esta manera un solo elemento finito por barra.

El resto de la celosía va a tener una propiedad de tamaño de elemento finito de 3m, ya que los diámetros de las secciones oscilan entorno a 1m. No se elige una malla más grande, ya que en el caso de las cargas de olas y corrientes, que en realidad son cargas distribuidas, se calculan como cargas concentradas en los nodos, por lo que para poder tener una buena precisión de las cargas es necesario que el mallado sea lo suficientemente fino.



A continuación se muestra el mallado de la estructura:

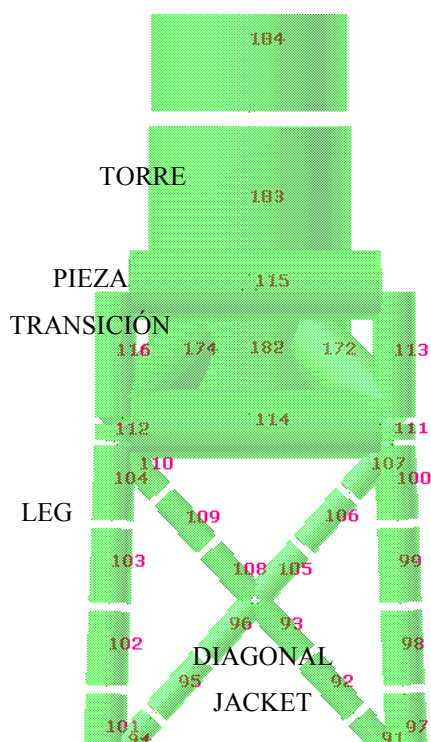


Figura 6.12.: Malla de elementos finitos de tipo viga de la estructura en celosía

Se puede apreciar en la figura como para un tramo de la torre se ha mallado con dos elementos (182 y 183), en el caso de las barras de la pirámide con uno solo (115 por ejemplo) y en el caso de las barras que forman la celosía en si, entre 3 y 4 elementos dependiendo de la longitud. En el caso de las diagonales tres elementos (110, 109 y 108) y en las patas o *legs*, 4 elementos por tramo (104, 103, 102, 101).

Una vez determinadas las propiedades de malla se procede a calcular la combinación de cargas más perjudicial. En primer lugar se calcula la combinación de las cargas del mar, es decir, de ola y corriente. Para ello se divide el plano en 4 direcciones, 0° , 90° , 180° y 270° . Se tomará una corriente fija en una dirección y se hará un barrido de las 4 direcciones con las olas, y así hasta obtener todas las posibilidades. Como se ha comentado en el apartado 6.4 de este documento, la ola más perjudicial con un periodo de recurrencia de 50 años para los datos de mar de los que se dispone, tiene una altura de $H=13.7\text{m}$ pero el periodo está definido en un rango. Se va a tomar una ola de dicha altura y periodo $T=9.45\text{s}$ (límite inferior del rango) y otra ola de $H=13.7\text{m}$ y $T=12.3\text{s}$ (límite superior). El perfil de corrientes es único y es el definido en el apartado 6.4.

En GeniE existe una aplicación llamada “Modelos Capacitivos” con la cual se puede chequear bajo la norma RP 2A-WSD de API los resultados de los análisis de carga última, y representa lo cerca o lejos que está de cumplir una restricción mediante el factor de utilización. Estos factores representan cuánta de la tensión admisible se ha consumido, es decir, un cociente entre tensión y tensión admisible. GeniE muestra por pantalla la fórmula de la norma, bajo la misma numeración para que se pueda comprobar rápidamente, con la que el elemento estructural se ha acercado más al límite admisible.

En el capítulo 3.2 de la RP 2A-WSD de API, /Referencia 8/, el cual se adjunta en el Anexo 10, se muestran todas estas fórmulas bajo las cuales se comprueban las tensiones máximas admisibles para miembros cilíndricos. Las tensiones que tiene en cuenta son:

- ◆ Tracción pura;
- ◆ Compresión pura;
- ◆ Pandeo;
- ◆ Flexión;
- ◆ Cortante en la viga;
- ◆ Cortante debido a torsión;
- ◆ Presión hidrostática;
- ◆ Y combinaciones de las anteriores.

Además la norma dicta los coeficientes de seguridad a tener en cuenta según el tipo de análisis que se esté realizando y para cada tipo de carga. GeniE da la opción en su aplicación de Modelos Capacitivos de dar un valor mínimo a estos coeficientes de seguridad, que se toma de 1.67, los cuales quedan recogidos en la norma, en la sección 3.3.5, Anexo 10. Estos factores de seguridad minorizan la tensión admisible.

Un ejemplo de factor de utilización para la combinación de momento flector y carga a compresión podría ser el siguiente:

$$\frac{f_a}{F_a} + \frac{C_m \sqrt{f_{bx}^2 + f_{by}^2}}{\left(1 - \frac{f_a}{F_e}\right) F_b} \leq 1.0 \quad (3.3.1-1)$$

$$\frac{f_a}{0.6F_y} + \frac{\sqrt{f_{bx}^2 + f_{by}^2}}{F_b} \leq 1.0 \quad (3.3.1-2)$$

Figura 6.13.: Tensiones combinadas de flexión y compresión, miembros cilíndricos. /Referencia 8/

Donde:

- ◆ f_a es la tensión axil a compresión que soporta el miembro;
- ◆ F_a la tensión axil a compresión admisible en el miembro (la cual viene determinada mediante otra fórmula en la norma, y es proporcional al límite elástico del material);
- ◆ f_{bx} y f_{by} son las tensiones debidas a flexión;
- ◆ F_b son las tensiones admisibles debidas a flexión, la cual también viene determinada en la norma su valor;
- ◆ F_y es el límite elástico del material;
- ◆ F_e es la tensión de Euler;
- ◆ C_m es un factor de reducción.



Se realiza un análisis con las diferentes combinaciones de olas y corrientes que se han mencionado y los resultados obtenidos entre la aplicación de Modelos Capacitivos y las deformaciones que muestra GeniE está en la siguiente tabla. Se muestran datos de factor de utilización mayores, para qué fórmula, en qué miembro y para qué caso de carga, desplazamiento que produce y direcciones de corriente y olas:

Member	Loadcase	Status	UfTot	Formula	Ola	Corriente	T ola	desplazamiento(m)
s_B11	CU_Mar.WLC(1, 2)	OK	0.52	uf3312	0°	0°	9.45s	0.100
s_B5	CU_Mar.WLC(11, 2)	OK	0.52	uf3312	90°	90°	9.45s	0.100
s_B8	CU_Mar.WLC(21, 2)	OK	0.52	uf3312	180°	180°	9.45s	0.100
s_B8	CU_Mar.WLC(31, 2)	OK	0.52	uf3312	270°	270°	9.45s	0.100

Tabla 6.7.: Peores combinaciones de ola y corriente para el análisis de carga última

De la tabla con todos los datos del análisis, Anexo 5, se han extraído los valores de mayores desplazamientos y peores factores de utilización, es decir, las fórmulas que han quedado más cercanas a fallar que en este caso dice que son bajo la fórmula 3.3.1-2 que corresponde a una combinación de tensión debido a compresión y a flexión. Todos ellos corresponden al caso de una ola de periodo de 9.45s, en la fase del ciclo completo de la ola correspondiente al “Máximo Cortante”, que se produce en la fase del ciclo de la ola de 350°, y además en el caso de que ola y corriente estén alineadas, por lo que la búsqueda del peor caso de carga se va a centrar ahora en el caso de ola y corriente alineadas.

Esta vez se va a reducir la búsqueda en 180°, media estructura. Esto es posible por la simetría que presenta la celosía respecto del plano XZ.

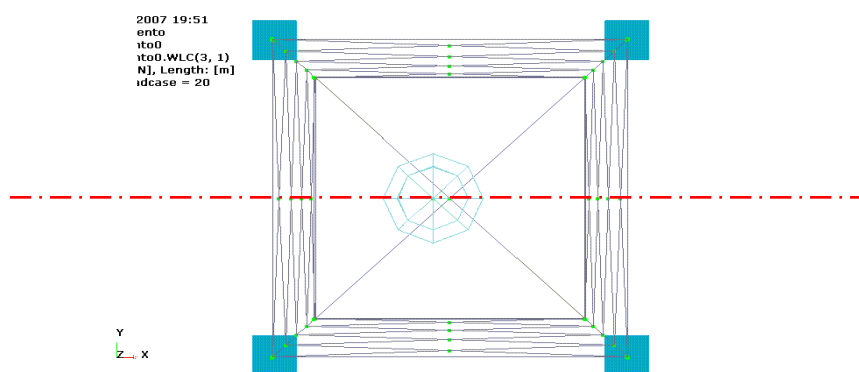


Figura 6.14.: Vista en planta de la celosía marina

De hecho no es simétrica en el plano YZ también por causa de la excentricidad del punto masa que representa la *nacelle* y las palas, que está ligeramente desplazado en el sentido negativo del eje X.

Se discretiza el medio plano en sectores de 15° esta vez, para poder hacer un estudio más en detalle de la peor dirección de ataque de la ola y la corriente, pero teniendo en cuenta que en este caso están alineadas, que la ola es de periodo de 9.45s y que la fase del ciclo completo de la ola en la que hace más daño es la de “Máximo Cortante”, es decir, a los 350°. Se presenta a continuación una “rosa de daños de mar” donde queda representada la peor dirección:

"Rosa de mar"

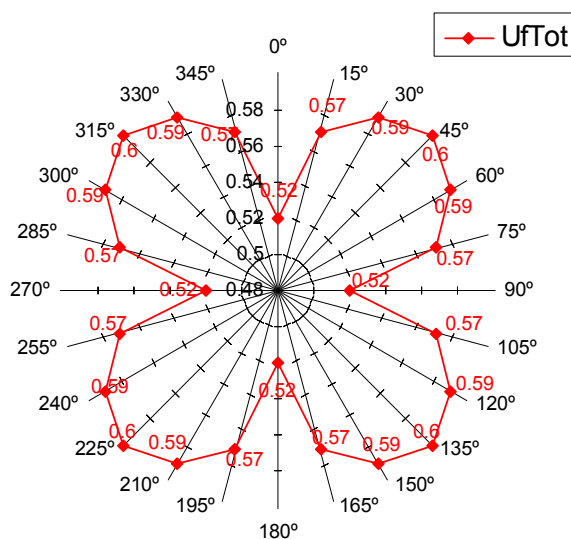


Figura 6.15.: Rosa de mar con los factores de utilización más altos de todos los elementos estructurales para el peor caso de carga en cada dirección

La rosa de mar anterior se ha hecho para 180° y luego se han obtenido los datos para los otros 180° por simetría. De hecho ha resultado que es prácticamente simétrica respecto de un sector de 45° y luego se van repitiendo las situaciones de carga, siendo las direcciones más perjudiciales precisamente las de 45°, 135°, 225° y 315°. A continuación se muestra una imagen con las cargas del mar sobre el modelo de elementos finitos para 45°.



cu_mar
Direcciones_Mar_perjudicial
Direcciones_Mar_perjudicial.WLC(1, 1)
Force: [N], Length: [m]
FEM Loadcase = 1
Wave Crest Elev = 8.04496 [m]

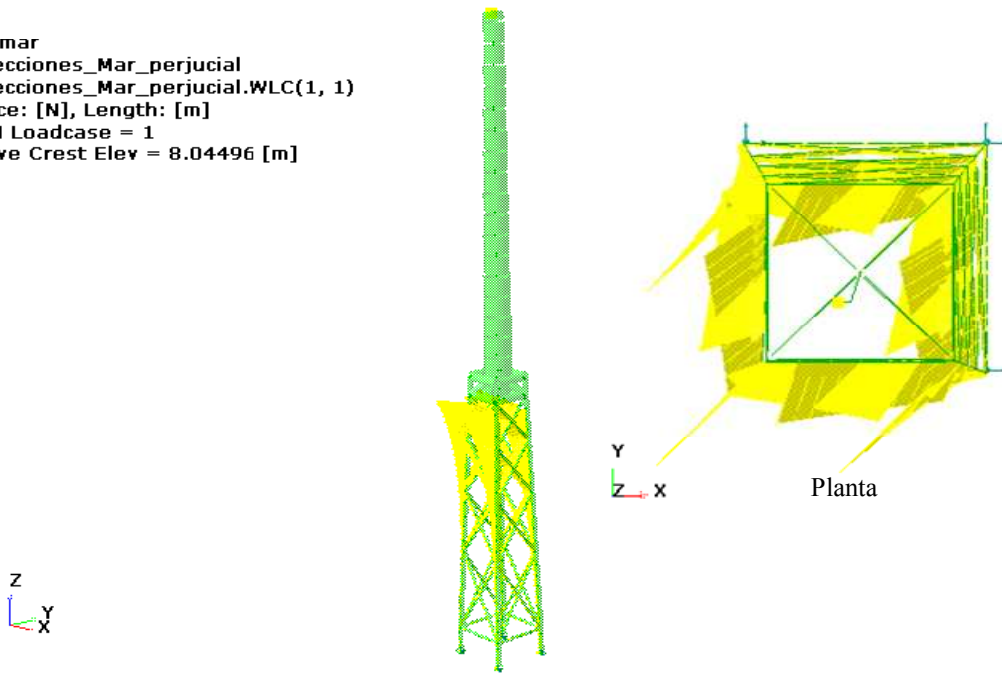


Figura 6.16.: Celosía en elementos finitos con las cargas de una ola de $H=13.7\text{m}$, $T=9.45\text{s}$, dirección= 45° y una corriente de dirección= 45°

Se toma la dirección de 45° para estudiar cual es la peor combinación entre este mar y la carga puntual de viento. Para ello se realiza primero un análisis con el caso de viento de 800 kN , el peor viento en el rango de operación de la turbina.

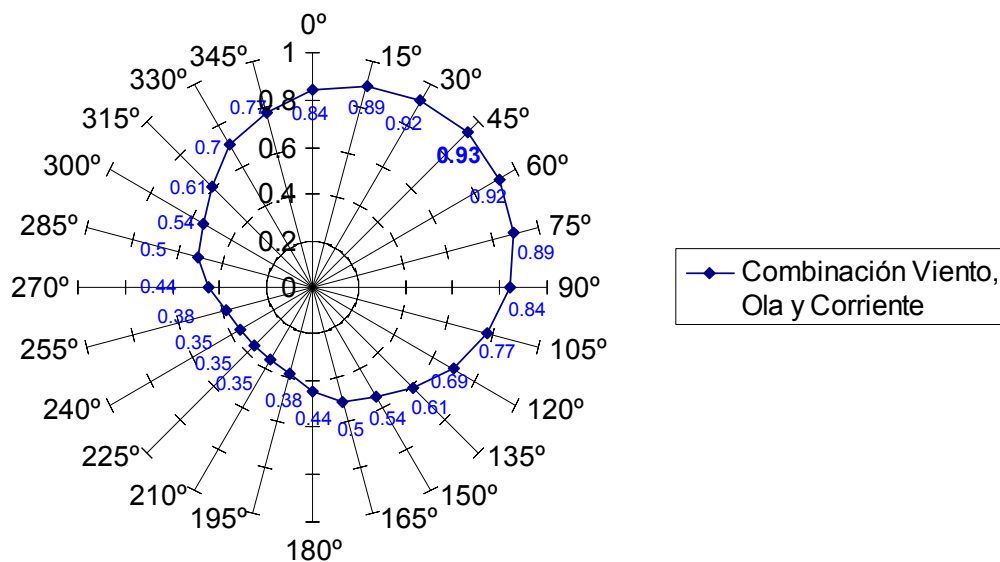


Figura 6.17.: Distribución de factores de utilización según la dirección del viento de 800kN

En el diagrama anterior se puede apreciar como la combinación más perjudicial de ola, corriente y viento es el caso de que todas las cargas estén alineadas en una dirección de 45°. Las características del Caso de **Carga Última** son:

- ◆ OLA: $H=13.7\text{m}$, $T=9.45\text{s}$, dirección=45°, fase del ciclo completo de la ola donde más daño hace=350°;
- ◆ CORRIENTE: Perfil de corrientes para el Mar del Norte descrito en el apartado 6.4 con una dirección de 45°;
- ◆ VIENTO: Carga puntual aplicada en el punto masa que representa la *nacelle* y palas del aerogenerador de 800 kN en el plano horizontal con una dirección de 45°.

Si se tiene en cuenta el peso propio de la estructura, el resultado es el siguiente:

Member	Loadcase	Position	Status	UfTot	Formula	GeomCheck	SubCheck
s_B8	LC_OlaVientoPp	0	Failed(uf)	1.04	uf3314	Geom OK	API WSD member

Resulta que el miembro s_B8, la barra que va hasta el empotramiento en la dirección del viento, rompe según la fórmula 3.3.1-4 de la RP 2A-WSD de API, combinación de esfuerzo axial y flexión. Al analizar este miembro en detalle, se observa que existe una falta de continuidad en los espesores y secciones de las “patas” de la celosía, tal y como se muestra en la siguiente imagen:

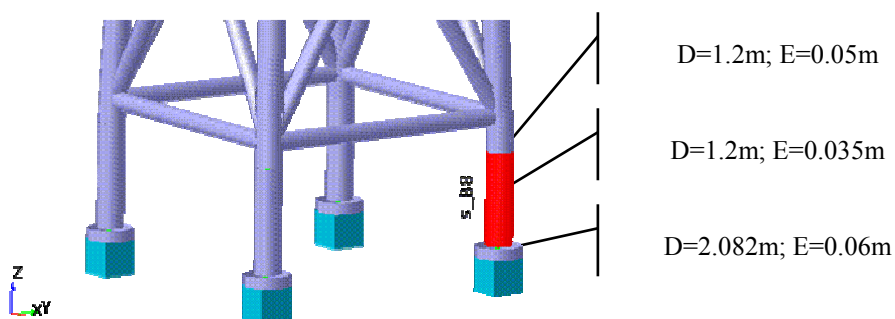


Figura 6.18.: Parte inferior de la estructura: patas

Se puede apreciar en esta Figura 6.21 como el elemento estructural que rompe no sigue una continuidad en la sección con los otros dos miembros con los que está unido. Se procede a variar la sección a todos los elementos que forman esas patas de la celosía a una sección tubular cilíndrica de diámetro $D=1.2\text{m}$ y espesor $E=0.05\text{m}$. De esta manera se consigue reforzar este elemento que rompía, además de dar una continuidad geométrica a la estructura. En primer lugar se comprueba si esta vez la estructura rompe para el análisis de carga última.



Member	Loadcase	Position	Status	UfTot	Formula	GeomCheck	SubCheck
s_B7	LC_OlaVientoPp	0	OK	0.76	uf3314	Geom OK	API WSD member
s_B8	LC_OlaVientoPp	0	OK	0.74	uf3314	Geom OK	API WSD member
s_B1	LC_OlaVientoPp	0	OK	0.59	uf3312	Geom OK	API WSD member
s_B2	LC_OlaVientoPp	0	OK	0.55	uf3312	Geom OK	API WSD member

Tabla 6.8.: Factores de utilización peores para la estructura nueva

Efectivamente, con esta modificación de la geometría la estructura ya no rompe. Se muestran los resultados para los peores miembros, los que más sufren, que son las dos patas que están alineadas con la dirección de las olas, corriente y viento.

Al haber modificado la geometría de la estructura es necesario volver a realizar un análisis modal ya que se habrá afectado a masa y rigidez de la misma. Las diez primeras frecuencias propias en este caso son, en comparación con las anteriores, las siguientes:

Análisis Modal		
Frecuencias Propias (Hz)	Geometría Estructura	
	Modificada	Original
f1	0.299	0.299
f2	0.301	0.301
f3	1.194	1.178
f4	1.229	1.211
f5	1.381	1.379
f6	2.255	2.249
f7	2.593	2.586
f8	3.241	3.224
f9	3.745	3.726
f10	3.881	3.862
tiempo computación	4s	4s

Tabla 6.9.: Variación de las frecuencias propias de vibración con el cambio introducido en la estructura

Se puede ver como el comportamiento dinámico de la estructura no se ve modificado por el cambio de las secciones de los miembros que forman las patas de la celosía. Además se mantiene alejado de las frecuencias peligrosas con las que excita el mar. Esto quiere decir que la geometría se puede dar por buena para este análisis y se puede realizar un análisis cuasi-estático a la estructura de fatiga.

A continuación se presentan los resultados de máximas fuerzas y deformaciones para el caso de carga última, teniendo en cuenta además del viento, ola y corriente marina, el peso propio de la estructura:

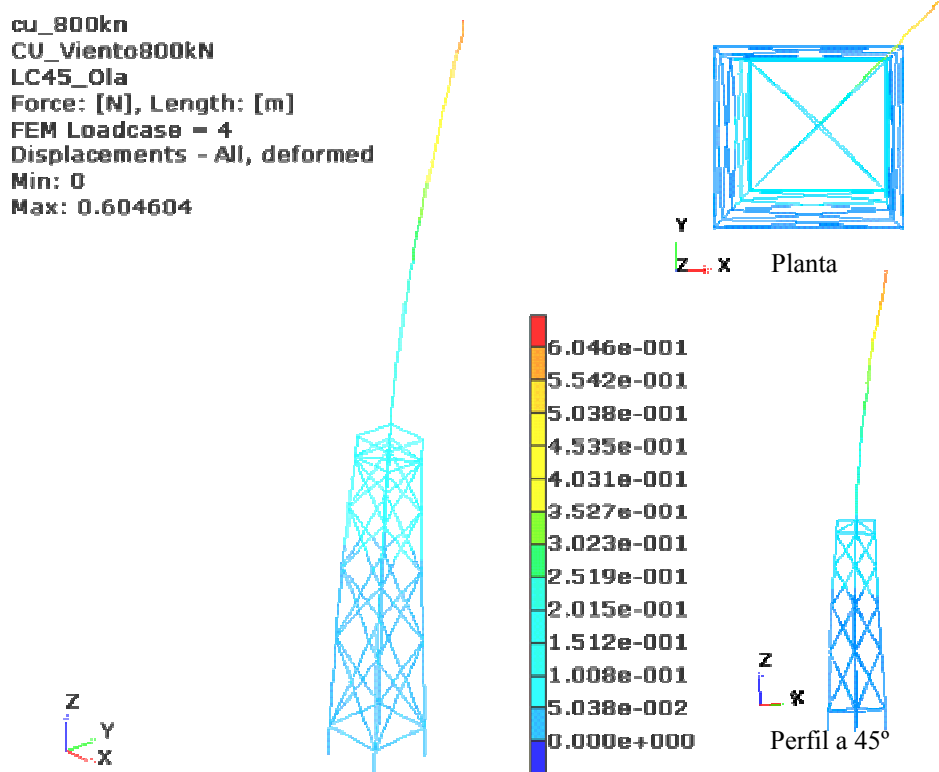


Figura 6.19.: Deformación de la celosía debido al caso de Carga Última (m)

El desplazamiento máximo de los nodos es de 0.604604m y se produce en la parte superior de la torre. En el Anexo 11 hay una tabla con los resultados del análisis.

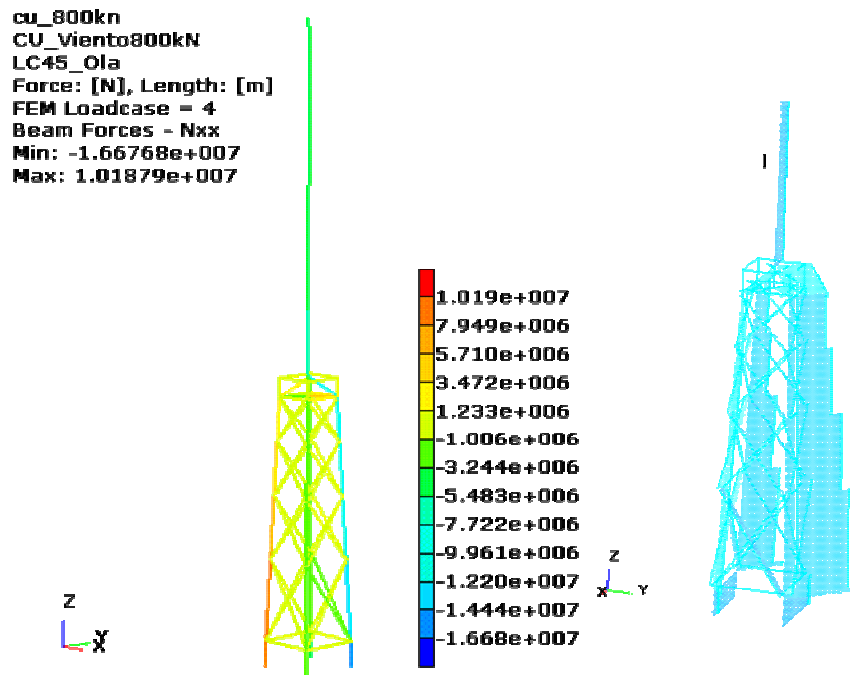


Figura 6.20.: Diagrama de los esfuerzos axiales en los elementos de la celosía (N)

Se puede apreciar en la figura como los esfuerzos axiales mayores en módulo están en los dos soportes que están alineados en la dirección de 45°. Los elementos que más sufren a tensión axil son las dos patas verticales que están en un plano vertical a 45°, dirección en la que están aplicadas todas las cargas. Una de las patas sufre esfuerzos de tracción, la que está primero en la dirección de la carga, y la otra a compresión. Esto tiene sentido ya que la estructura, tal y como se puede ver en la Figura 6.19 tiene una deformación de flexión en toda la torre y parte de la celosía, haciendo que tienda a levantarse del suelo. Por este motivo, el esfuerzo a tracción mayor se registra en el soporte de la izquierda en la Figura 6.20, y el esfuerzo a compresión mayor en el soporte de la derecha en la misma figura. Es decir, las reacciones esperadas debido a ese momento de vuelco que generan las solicitaciones de viento, ola y corriente entrando a 45° sobre la estructura.

De hecho, la torre del aerogenerador es el elemento estructural que más sufre en el caso de los momentos a flexión tal y como se puede ver en los siguientes diagramas de la Figura 6.21:

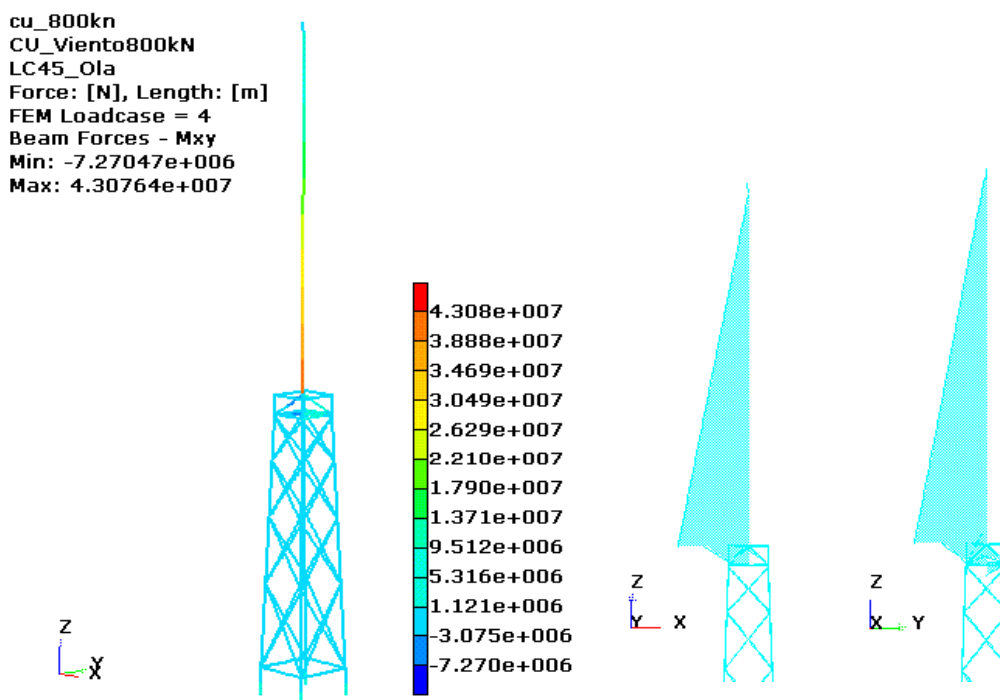


Figura 6.21.: Diagramas de esfuerzos debidos a flexión en la estructura, Mxy y Mxz. (N·m)

Es además en estos dos elementos, s_B2 y s_B8, donde se dan los mayores factores de utilización. Esto puede ser comprobado en el Anexo 11, en la tabla de chequeo bajo norma API RP 2A-WSD de la celosía marina.

Además, habría que comprobar este caso con crecimiento marino, para simular el comportamiento de la estructura ante tales cargas si se diesen a los 20 años de vida, cuando el crecimiento marino resulta un factor importante a tener en cuenta, ya que además de contribuir con peso sobre la estructura sin aumentar su rigidez, hace que aumente el diámetro de los miembros de manera que la fuerza del agua sobre la estructura sea mayor, ya que se encuentra con más área enfrentada. En este caso los resultados de los factores de utilización para los peores miembros, que vuelven a ser los miembros de las patas de la celosía que se unen a los empotramientos que quedan en el plano vertical a 45° imaginario son:

Member	Position	Status	UfTot	Formula	GeomCheck
s_B7	0	OK	0.81	uf3314	Geom OK
s_B8	0	OK	0.78	uf3314	Geom OK
s_B1	0	OK	0.64	uf3312	Geom OK
s_B2	0	OK	0.6	uf3312	Geom OK

Tabla 6.10.: Resultados del análisis de carga última para el caso de tener en cuenta el crecimiento marino



En los resultados anteriores se puede ver como queda garantizada la integridad estructural si el caso de carga última se diese a los 20 años de vida de la estructura, teniendo en cuenta el crecimiento marino.

6.8. Análisis de vida a fatiga

La celosía marina está sometida a cargas dinámicas como son las olas o el viento, las cuales determinan la vida a fatiga de la estructura. Las olas quedan caracterizadas por un diagrama de dispersión de estados de mar en un periodo de 17 años tal y está explicado en el apartado 6.4 de esta memoria. En el caso de del viento, se dispone de un histórico de cargas sobre un aerogenerador de 5MW terrestre simulado por *Bladed*. En el apartado 6.5 se ha justificado la imposibilidad de simular las cargas del viento de forma dinámica, por lo que sólo se va a llevar a cabo un análisis de fatiga debido a las olas.

Tanto en la IEC 61400-3 como en la RP 2A-WSD de API, /Referencia 7/ y /Referencia 8/ respectivamente, se habla de que la mejor manera de tratar el comportamiento del mar es bajo un dominio frecuencial y realizar un análisis de fatiga estocástico, ya que se representa perfectamente la estadística del mar y computacionalmente es un gasto muy inferior al de un análisis determinista en el dominio temporal.

El planteamiento global en el dominio de las frecuencias del problema se puede resumir así:

- ◆ Descripción probabilista del estado de mar de la forma más compacta posible y adecuada para su posterior aplicación para la resolución del problema planteado. Así se definirá, en el dominio de la frecuencia, el **espectro de energía del mar** que describirá las fuerzas excitadoras que las olas ejercerán sobre cualquier sistema marino. Este espectro dependerá sólo del estado de mar considerado y será totalmente independiente de la estructura marina que se vaya a estudiar.
- ◆ Caracterización de las respuestas del sistema marino, en este caso la subestructura fija en celosía. Al considerar teoría lineal y mantener el principio de superposición, bastará con calcular las respuestas a una serie de excitaciones elementales: olas sinusoidales o impulsos unitarios.
- ◆ A partir de estas respuestas se obtendrán, en el dominio de la frecuencia las funciones de transferencia u otras funciones derivadas de éstas, llamadas **Operadores de Amplitud de Respuesta (RAO)**, que se escribirán de la forma más adecuada para facilitar su combinación con los espectros de energía del mar. Esta respuesta puede ser un desplazamiento de la estructura, un esfuerzo, etc. Estas funciones de transferencia sólo dependerán de la estructura considerada y serán totalmente independientes del estado de mar a considerar.
- ◆ Aplicando el espectro de energía del mar a cada función de transferencia de la subestructura marina, se obtendrá de forma sencilla el **espectro de respuesta**, en el dominio de la frecuencia, correspondiente al mar y a esa respuesta.

- ♦ El análisis de este espectro de respuesta permitirá pasar del dominio de la frecuencia al dominio temporal o al probabilista para obtener valores prácticos que describirán adecuadamente esa respuesta: por ejemplo en este caso para realizar un análisis de fatiga de la celosía.

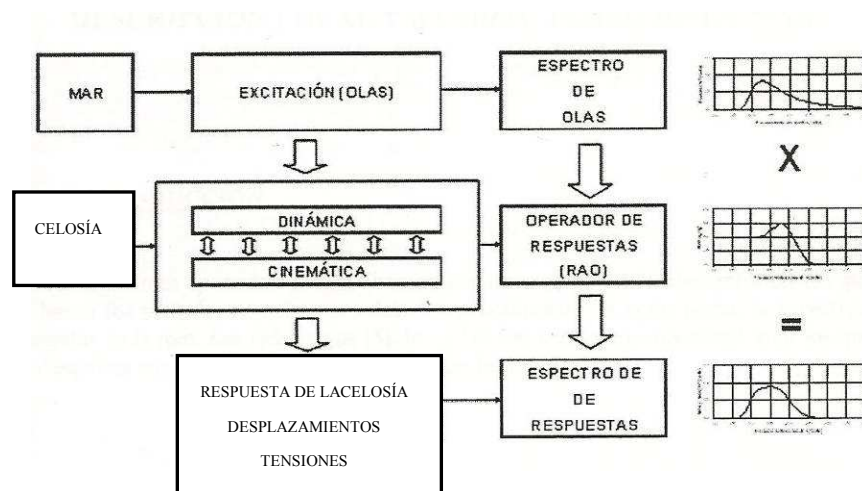


Figura 6.22.: Planteamiento lineal del problema de comportamiento de la celosía en el mar

Un análisis de fatiga en Framework se realiza sobre un miembro estructural para evaluar si dicho miembro puede llegar a fallar bajo la acción de una carga cíclica. Esta evaluación se realiza mediante la regla de daño acumulado de Miner, la cual utiliza un factor de utilización que representa la cantidad de daño por fatiga que un miembro sufre durante un periodo de tiempo.

El análisis de fatiga en Framework se puede llevar a cabo utilizando diferentes enfoques, o bien un enfoque determinista, o bien un enfoque estocástico.

La geometría general de las uniones de la estructura y la geometría detallada de las soldaduras es un factor muy influyente en el desarrollo del fallo por fatiga. Para cada tipo particular de carga, la geometría de la unión gobierna el valor de la concentración de tensiones en la región donde el inicio de grieta de fallo a fatiga podría darse. Estas regiones se llaman puntos críticos o *hotspot*.

En Framework, los factores de concentración de tensiones en los puntos críticos (SCFs) pueden ser especificados por el usuario, aunque en el caso de miembros tubulares, exclusivamente, podría pedirse al programa que los calculase automáticamente de acuerdo a unas ecuaciones paramétricas que dependen del tipo de unión (K, YT, X, etc.).

A cada punto crítico se le asocian tres factores de concentración de tensiones:

- ♦ SCF para tensiones axiales;
- ♦ SCF para tensiones debidas a flexión en el plano de la unión;



- ◆ SCF para tensiones debidas a flexión fuera del plano de la unión.

Para miembros tubulares, normalmente se asignan 8 puntos críticos por lado de soldadura y se encuentran equidistantes a lo largo de la circunferencia de la sección.

Un factor de concentración de tensiones se define como el factor por el cual se debe multiplicar a la tensión nominal debida a fuerzas puramente axiales o puramente de flexión (tanto dentro como fuera del plano de la unión) para obtener el valor de tensión en el punto crítico que permita calcular el daño real que se está produciendo.

Los factores de concentración de tensiones paramétricos los calcula el programa en base a las siguientes formulaciones: /Referencia 19/

- ◆ Kuang: uniones tipo YT, K y KT; Wordsworth y Smedley para uniones tipo X
- ◆ Efthymiou para X, YT, K y KT, la cual se va a usar en el análisis a la celosía;
- ◆ Registro de Lloyd para huecos K y uniones KT; etc.

Además, el usuario debe definir los factores de concentración de tensiones de forma global, a toda la estructura los mismos, o de forma local, para ciertas uniones críticas que necesiten una especial atención.

Para realizar el análisis de fatiga estocástico sobre la celosía marina de este Proyecto Fin de Carrera se ha utilizado la fórmula paramétrica de Efthymiou para el cálculo de los factores de concentración de tensiones en las uniones de toda la estructura, es decir, de forma global. Esta fórmula es la más recomendada ya que realiza una buena aproximación de todos los tipos de uniones.

Framework convierte todas las fuerzas y momentos sobre la estructura a un sistema de coordenadas de fuera y dentro del plano de la unión en cuestión. Esta transformación la realiza automáticamente al definir los miembros que son brazos y los miembros que son acuerdos en una unión.

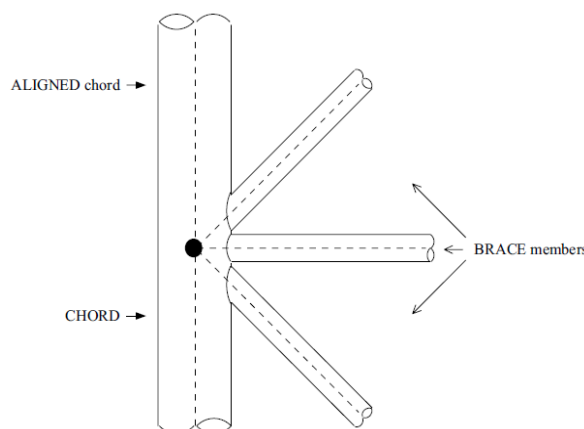


Figura 6.23.: Definición de acuerdo (*CHORD*) y brazos (*BRACE*) en una unión. /Referencia 19/

Otro factor influyente en el desarrollo del fallo por fatiga es el tipo, amplitud, valor medio y distribución de las cargas aplicadas. El histórico nominal de tensiones aplicadas, incrementadas debidamente por el factor de concentración de tensiones en cada punto crítico de cálculo, genera la secuencia de tensiones que controla la iniciación de la grieta y el subsiguiente fallo por fatiga. En el cálculo de la vida a fatiga de una unión, la secuencia en la que se dan las tensiones no se tiene en cuenta ya que la vida a fatiga se calcula utilizando el número de ciclos que se repite un rango de tensiones concreto en cada *hotspot*, junto con la curva SN de diseño de fatiga apropiada y utilizando la regla de Miner.

En Framework las curvas SN pueden definirse por el usuario o utilizarse alguna de las que dispone en su base de datos, como son: API, DNV, NS3472, NORSOK, HSE, ABS y DOE. También se pueden incorporar efectos de espesor a la curva SN factorizando las tensiones en los puntos críticos.

Las cargas para el análisis de fatiga han debido ser calculadas previamente en un análisis hidrodinámico bajo un enfoque determinista o estocástico según el tipo de análisis que se quiera realizar. Este análisis hidrodinámico lo realiza Wajac. Los archivos de entrada y salida se encuentran en el Anexo 7.

Un análisis de fatiga estocástico requiere un análisis hidrodinámico en el dominio de la frecuencia lineal (Wajac), seguido de un análisis estructural cuasi-estático o dinámico (Sestra). Las funciones de transferencia de carga se obtienen haciendo pasar olas armónicas de amplitud unitaria a diferentes frecuencias y direcciones a través de la estructura para así obtener, a través del análisis estructural, un conjunto de funciones de transferencia de tensiones para cada dirección, en cada miembro y en cada uno de sus puntos críticos.

El análisis hidrodinámico ha de ser lineal ya que Wajac resuelve la ecuación de Morison, y ésta tiene un término cuadrático de la velocidad en la componente de arrastre que hace que no pueda calcularse directamente la función de transferencia. Debido además de a la no linealidad del término de arrastre, a la superposición de la corriente y al hecho de que haya miembros con un grado de sumergimiento variable durante el ciclo completo de una ola, se deben realizar aproximaciones que conviertan el problema en lineal. Con respecto a la linealización del término de arrastre, se puede elegir en Wajac entre dos enfoques diferentes: linealización con respecto a la altura de ola o linealización equivalente con respecto al espectro energético de las olas. El que se ha utilizado en este caso es la linealización del arrastre con respecto al espectro energético del mar a largo plazo. El procedimiento para calcular una linealización equivalente se basa en el hecho de que tanto las olas del mar como la cinemática del fluido correspondiente son procesos Gaussianos. La componente de arrastre de la fuerza del mar sobre un miembro pasa entonces de ser:

$$\mathbf{F}_{d_n}(t) = \frac{1}{2} \rho D C_d \cdot \mathbf{v}_n(t) |\mathbf{v}_n(t)|$$

A tomar el siguiente valor:



$$\mathbf{F}_{d_n}^*(t) = \alpha(\mathbf{u}_n - \mathbf{U}) + E[\mathbf{F}_{d_n}]$$

Donde

$$\alpha = \frac{E[\mathbf{F}_{d_n} \cdot (\mathbf{u}_n - \mathbf{U})]}{\Sigma}$$

- ♦
- ♦ $E[x]$ es el valor esperado o valor medio de la variable x ;
- ♦ \mathbf{u}_n es la velocidad total del fluido perpendicular al miembro, incluyendo la velocidad de la corriente si la hubiera;
- ♦ $\mathbf{U} = E[\mathbf{u}_n]$
- ♦ Σ es la covarianza $\text{cov}(\mathbf{u}_{n,i}, \mathbf{u}_{n,i})$.

Los miembros con un grado de sumergimiento variable a lo largo del ciclo de la ola se tratan de forma conservadora. Esto es, para cada miembro que “rompa” el nivel del mar en calma, se calcula el mayor grado de sumergimiento al que queda sometido durante el ciclo completo de la ola, de altura H_w en cada frecuencia especificada, y éste es el valor que se toma.

Si se superpone un perfil de corriente sobre la ola, las velocidades de la fórmula de Morison se calculan como la suma de la velocidad debida a la ola más la velocidad de la corriente.

Teniendo en cuenta todas estas consideraciones, se calcula el valor medio de la fuerza de arrastre para un ciclo de ola completo en cada punto de cálculo de carga del modelo de elementos finitos y se almacena como si fuese una fuerza constante para cada periodo. Estas son las funciones de transferencia que representan la sollicitación del sistema marino.

Para poder realizar un cálculo correcto de fatiga, no deberán tenerse en cuenta ninguna otra carga más que la del mar al realizar el análisis, es decir, ni la gravedad ni cualquier otra más que la del agua en sí.

Existen ciertas limitaciones en cuanto a las condiciones de olas que pueden especificarse en la entrada de un análisis hidrodinámico, tal y como se explicaron en el apartado 5.2.3.

Otros datos relacionados con las olas que deben introducirse en Framework para llevar a cabo el análisis de fatiga son los siguientes:

- ♦ Estados de mar a corto plazo y sus correspondientes probabilidades para describir la distribución a largo plazo de los estados de mar a corto. Un estado de mar a corto plazo queda caracterizado por su altura de ola significativa, H_s ,

y el periodo de corte por cero, T_z . La suma de las probabilidades de todos los estados de mar debe sumar 1.00, Anexo 6.

- ◆ Probabilidad de ocurrencia de cada una de las direcciones de ola definidas en el análisis hidrodinámico. La suma de todas las probabilidades para todas las direcciones de ola tiene que sumar 1.00.
- ◆ La forma del espectro energético del mar (JONSWAP, Pierson-Moskowitz, etc.). Puede definirse el mismo espectro para todo el diagrama de dispersión de los estados de mar, o pueden definirse diferentes.
- ◆ En el caso de que existiese una dispersión en la dirección del avance del frente de ola, habría que definir la correspondiente función de dispersión.

Los pasos que lleva a cabo Framework para realizar el análisis de fatiga son los siguientes:

- ◆ El espectro de ola correspondiente a cada estado de mar (H_s , T_z) se multiplica por la función de transferencia de tensiones de cada punto crítico en cada dirección de ola para obtener así el espectro de respuesta de tensiones de cada punto crítico.
- ◆ Utilizando la curva SN se calcula el daño parcial que provocan sobre la estructura cada uno de los espectros anteriores. El rango de tensiones para acceder a la curva SN se obtiene del espectro de respuesta de tensiones en cada punto crítico, la cual, por ser estocástica, tiene asociada una distribución de probabilidad, en particular una distribución estadística de Rayleigh para los rangos tensionales. La curva SN que se utiliza para este análisis de fatiga es la DNV-X. /Referencia 19/.
- ◆ Se ponderan estos daños parciales para cada estado de mar y dirección de ola para obtener así al sumarlos el daño total sobre la estructura debido a fatiga.

El análisis de vida a fatiga de la celosía marina, debido a la interacción de diferentes módulos del entorno SESAM, se ha llevado a cabo desde el gestor BrixExplorer. Esto es debido a que GeniE no permite trabajar en el dominio frecuencial, por lo que no puede utilizarse como centro de control y acceso al resto de programas como son Wajac y Sestra ya que no es capaz de crear los correspondientes archivos de entrada.

El análisis estructural se ha resuelto de forma cuasi-estática como queda justificado en el apartado 6.7 de esta memoria, en el análisis modal, ya que las frecuencias de excitación del mar se encuentran muy por debajo de las frecuencias propias del conjunto formado por celosía marina, torre y aerogenerador.

Los datos de entrada a Framework se describen a continuación:

- ◆ Curva SN;



- ◆ Estadística del mar: estados de mar a corto plazo y sus correspondientes probabilidades;
- ◆ Factores de concentración de tensiones;
- ◆ Vida de 20 años.

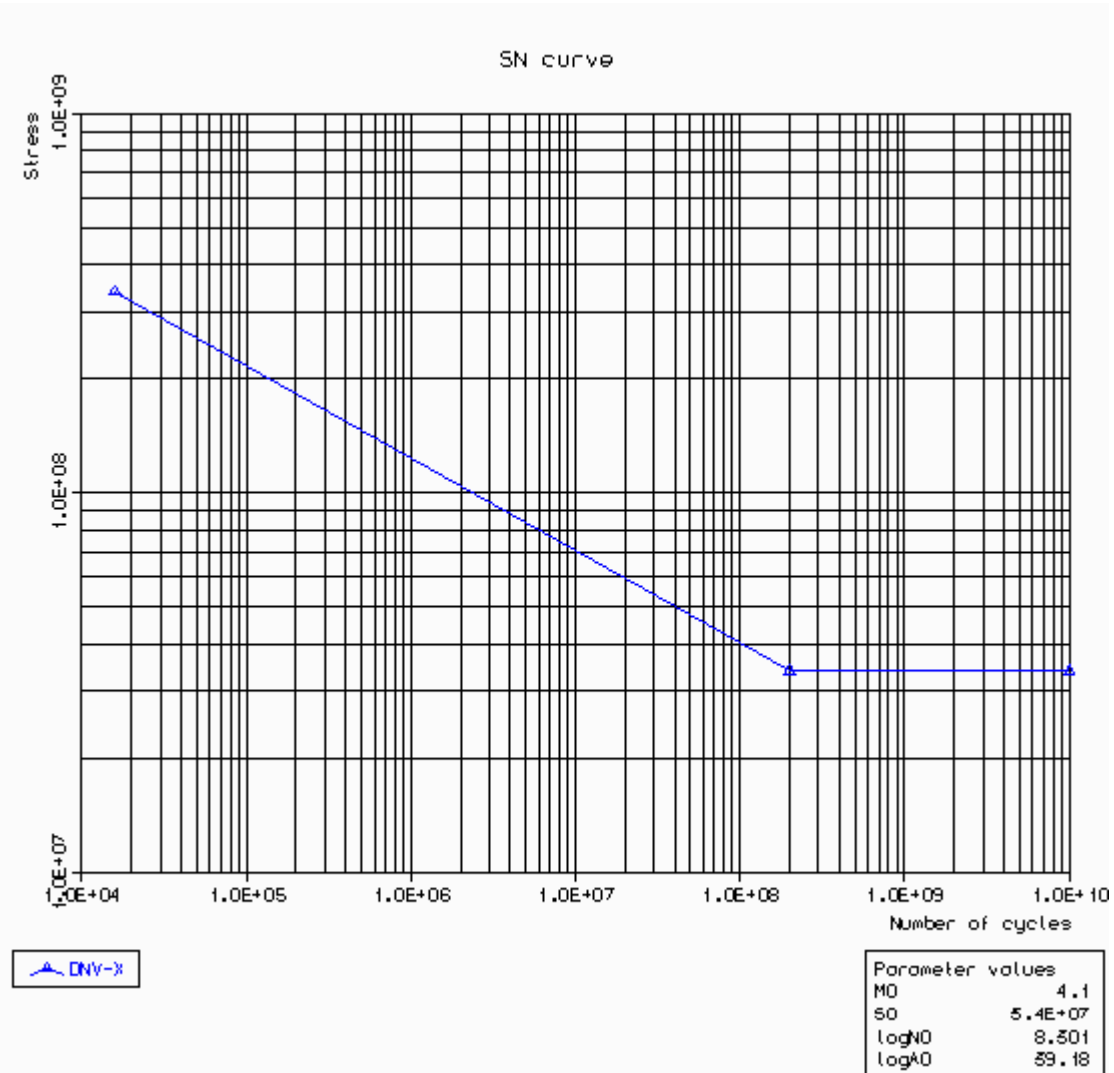


Figura 6.24.: Curva SN de DNV-X que se utiliza para el análisis de fatiga

Los diagramas de dispersión de han introducido mediante probabilidades de ocurrencia de cada uno de los estados de mar, ver Anexo 7 el archivo de entrada a Framework, Framework_fat_stoc_prob.JNL. Para ello se modifican los datos de partida de los estados de mar para la ubicación del Mar del Norte de 17 a 20 años, y a continuación a probabilidad en vez de número de ocurrencias, Anexo 6.

Se les asocia a todos los estados de mar un espectro de tipo JONSWAP de factor de pico de 3.3 tal y como dice en el Anexo 6.

Las probabilidades de ocurrencia de cada una de las direcciones se obtienen dividiendo el número de ocurrencias totales en cada dirección entre el número de ocurrencias totales en todas las direcciones.

Otro dato de entrada importante a Framework es el de los factores de concentración de tensiones. Se decide dejar que el programa los calcule de forma paramétrica según la formulación de Efthymiou. Esto es así ya que es la formulación que obtiene mejores resultados para todo tipo de uniones. El tipo de unión también lo calcula el programa automáticamente a través de los ángulos entre miembros que confluyen en un mismo nodo del modelo de elementos finitos, así como la asignación de los miembros brazo y miembros acuerdo en la unión. Esto es necesario para el cálculo de las fórmulas paramétricas de los factores de concentración de tensiones como se ha explicado anteriormente.

A continuación se muestran los resultados obtenidos a la vida a fatiga de la estructura analizada mediante un análisis de fatiga estocástico en Framework. Todos los archivos de entrada utilizados para llevarlo a cabo están en el Anexo 7, así como los archivos de salida de los que se ha obtenido la información sobre la vida a fatiga.

H I G H E S T U S A G E F A C T O R S			
Member	Worst Loadcase	Usage Factor	Conclusion
J_B68	NONE	0.006	Pass

All members that have been checked have passed the Code check

Figura 6.25.: Resultado obtenido en Framework en el análisis de fatiga

El elemento de la celosía que más sufre a fatiga es el J_B68, una de las diagonales del primer nivel, es decir, del más cercano al fondo marino:

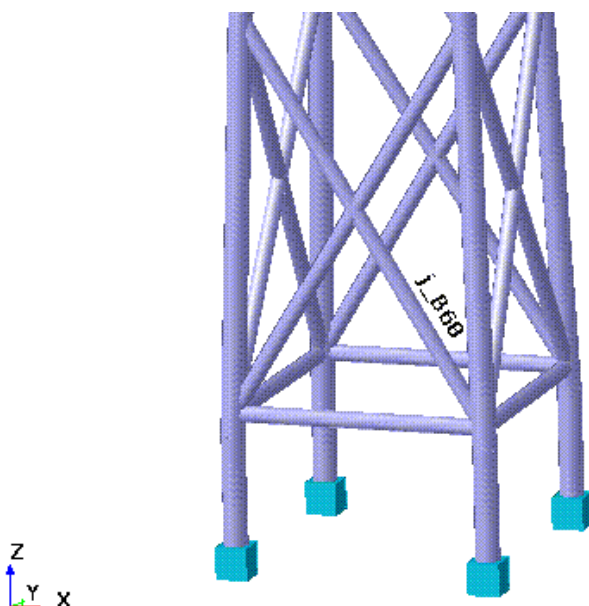


Figura 6.26.: Elemento J_B68 de la celosía marina, el que más sufre a fatiga

Pese a ser el elemento que más sufre a fatiga, el daño es muy pequeño. El *usage factor* de la Figura 6.25 es precisamente el daño del elemento, y vale 0.006. Este daño es equivalente a una vida de 3 360 años, mientras que la vida simulada es de 20 años.

Los resultados de la vida a fatiga, daño y factores de concentración que se obtienen para cada uno de los elementos están recogidos en el Anexo 12.

Como conclusión del análisis de fatiga, se puede apreciar como la celosía marina no sufre a penas por la fatiga que le causan las cargas dinámicas del mar. Estos resultados no son decisivos para garantizar la integridad estructural de la celosía ya que no se ha tenido en cuenta el daño que produce el viento, que también es una carga cíclica, y el movimiento de la turbina eólica. Si que resulta interesante como un análisis preliminar para ver el daño que puede llegar a hacer el mar sobre la estructura de forma dinámica y comprobar como el daño por carga última es mayor que el daño por fatiga. En cualquier caso, como se indica en el Capítulo 7 de la Memoria, Conclusiones, se necesitaría contar con datos correlados de viento y mar, así como de un *software* que resolviese los problemas aeroelástico e hidrodinámico de forma acoplada y no independientemente.

6.9. Valoración económica de la solución

Se ha realizado una pequeña valoración económica a “grosso-modo” de la celosía marina. Se plantea como un producto de la masa de la estructura por un coeficiente proporcionado por Acciona Energía de 3€/kg con el que se calcula de forma aproximada el valor de este tipo de subestructuras marinas. No es un dato más que para obtener los órdenes de magnitud de los precios de coste de producción, montaje e instalación de las estructuras fijas.

Se plantea esta valoración económica de forma parametrizada al igual que la entrada de la geometría en GeniE. Esto es para poder obtener aproximadamente la variación del coste en función de estos parámetros, como por ejemplo la profundidad de la ubicación o el aumento del tamaño de las secciones para obtener una estructura más rígida. Esta variación del coste no es más que una aproximación ya que al variar alguno de los parámetros, el comportamiento de la estructura cambiará, así como las condiciones de contorno de la misma, por lo que habría que iterar en el proceso de diseño, volviendo a analizar el código comprobando que se pueda garantizar la integridad estructural de nuevo, pero permite hacerse una idea del incremento de coste que supone el variar espesores de secciones o la profundidad, y ver hasta qué valores de profundidad podrían llegar a ser rentables o competir en costes las estructuras fijas frente a las flotantes.

A continuación se presenta la tabla de pesos parametrizados:

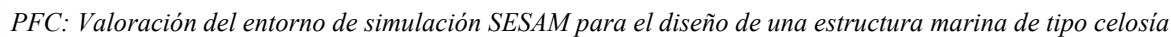


Tabla 6.11.: Volumen del acero de la celosía marina calculado de forma paramétrica

El valor del volumen total se multiplica a continuación por la densidad del acero:

VOLUMEN TOTAL		158.248 m ³
DENSIDAD ACERO	X	7,850 kg/m ³
<hr/>		
PESO TOTAL		1,242,249 kg
	X	3 €/kg
<hr/>		
COSTE TOTAL		≅ 3,725,000 €

Figura 6.27.: Coste aproximado de la estructura

En cuanto a las variaciones del coste frente a la profundidad de la ubicación, aproximadamente siguen la siguiente distribución:

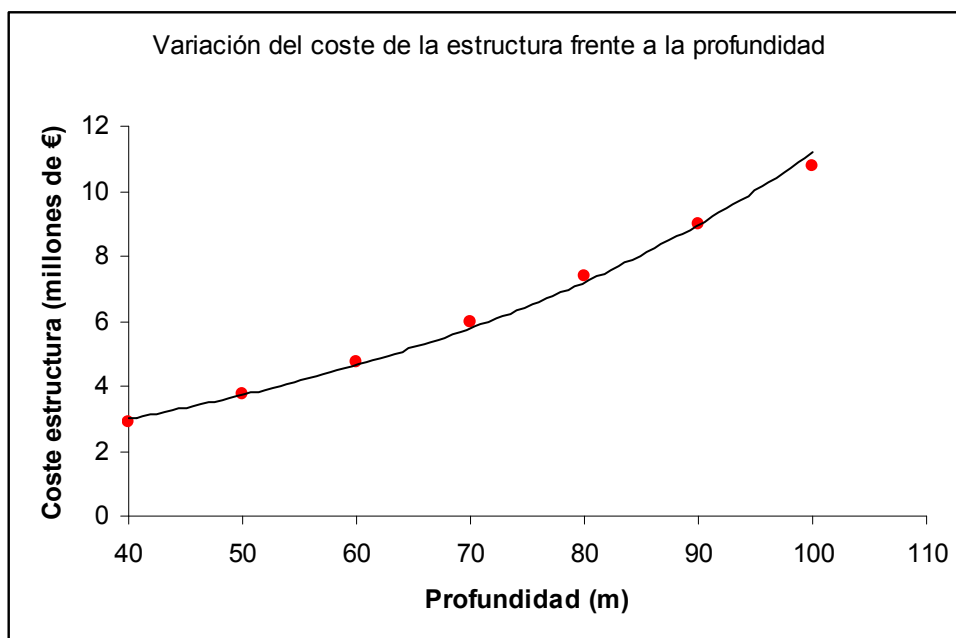


Figura 6.28.: Variación del coste de la estructura frente a la profundidad

Esta tendencia del coste de la estructura frente a la profundidad se ha obtenido teniendo en cuenta que las dimensiones de la estructura deberán aumentar con la profundidad ya que la carga del mar será mayor. La tendencia del coste es exponencial para un incremento de las dimensiones lineal.



7. CONCLUSIONES

Las conclusiones obtenidas al realizar este Proyecto Fin de Carrera son varias. Podrían englobarse como sigue:

- ◆ En cuanto a la valoración del paquete informático SESAM, se evalúa a este como insuficiente para el diseño de la subestructura marina fija de tipo celosía;
- ◆ En cuanto al análisis, existen muchas líneas de investigación y trabajo futuro por donde se debería encaminar una continuación de este proyecto;
- ◆ En cuanto al aprendizaje en el desarrollo del proyecto, la importancia de una buena organización y capacidad de síntesis en las labores investigadoras, así como de contar con el apoyo de personas con gran conocimiento de todos los temas tratados y una bibliografía y documentación adecuadas.

La **valoración del software** se ha realizado en conjunto con Acciona Energía. Debido a las múltiples dificultades encontradas para realizar los análisis de carga última y en especial de fatiga, al no poder modelar más que la estructura y no el aerogenerador, se considera que el paquete informático SESAM no es adecuado para el análisis de una estructura fija que sirva de soporte de un aerogenerador marino. Esto es debido a que no se puede acoplar, por el momento, códigos de otro *software* que realice el cálculo aeroelástico con el cálculo hidrodinámico de SESAM, y en tal caso tampoco sería un análisis que representase el comportamiento real de la estructura.

Para poder obtener el daño sobre la estructura hace falta disponer de un código que contenga el modelo completo del aerogenerador incluyendo la *nacelle* y las palas, así como la torre y la unión a la subestructura. Sólo con todo el modelo completo se podría estimar el daño que estas velocidades de viento hacen sobre la estructura del aerogenerador.

Además, la experiencia dice que no pueden estudiarse por separado las cargas del mar y viento ya que sus contribuciones no son una mera suma. Según un estudio realizado por Garrad Hassan, los resultados de las solicitaciones de viento y mar por separado y en conjunto con de la siguiente manera:



Equivalent loads: tower base moment

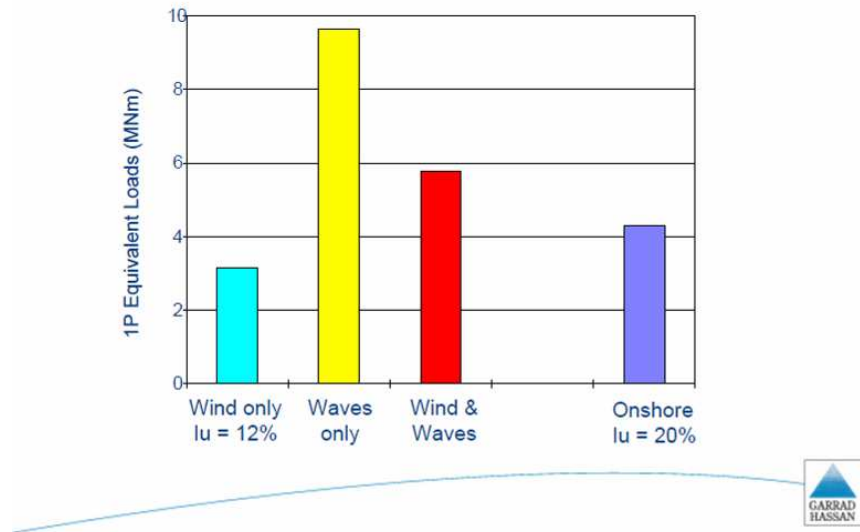


Tabla 7.1.: Cargas equivalentes: momento en la base de la torre

Se puede apreciar como el análisis de las solicitaciones sobre la estructura debido exclusivamente a las olas, como se ha hecho en este Proyecto Fin de Carrera por las limitaciones del *software* a validar, son muy superiores a las cargas que realmente afectan a la estructura. Esto en el análisis de fatiga

Además, en cuanto al análisis a carga última en el que la fuerza que ejerce el viento se ha tomado de un aerogenerador continental, *onshore*, se puede apreciar también como las cargas que se han utilizado son superiores a las que realmente el viento ejerce sobre una estructura marina.

En cualquiera de los dos análisis las cargas están muy por encima de lo que realmente van a ser luego en la ubicación real. Esto implica un sobredimensionamiento del modelo que, desde el punto de vista de la seguridad es algo bueno ya que garantiza la integridad de la estructura siempre y cuando las cargas se hayan caracterizado correctamente y el código sea bueno, pero desde el punto de vista económico es malo ya que incrementa el coste de la máquina, y es precisamente el coste económico el gran lastre del desarrollo de esta tecnología actualmente.

Así pues, habría que decir que este programa de DNV presenta muchas carencias que han imposibilitado poner solución a los problemas de modelar el viento, pese a contar con un programa de cálculo de mar muy bueno. Existen otros programas que no son tan buenos en el cálculo de subestructuras marinas pero que sin embargo permiten hacer ciertos “trucos” para acoplar los códigos de diferentes programas y así poder simular de una manera más aproximada a la realidad un aerogenerador *offshore*. Por ejemplo en Alemania se está trabajando con Poseidon y Flex5, el primero es para el diseño de la estructura marina, y el segundo para la máquina y el viento.

Por otro lado se han nombrado las **líneas de investigación futuras** de continuación con este Proyecto Fin de Carrera, para poder realizar un diseño completo de la subestructura.

En primer lugar se necesitaría cambiar de *software* con el que analizar. Bladed ha sacado al mercado un módulo de cálculo de aerogeneradores *offshore* en el que permite hacer una simulación de las cargas marinas, tanto de oleaje como de corrientes marinas, sobre la estructura. La ventaja de este programa sería la posibilidad de realizar de forma conjunta el cálculo aeroelástico e hidrodinámico del sistema completo. Otro *software* que podría utilizarse sería ANSYS, el cual es de propósito general y permite al usuario introducir cargas dinámicas sin restricción, al contrario de SESAM, aunque la gran dificultad estaría, en este caso, en conseguir un modelo que representase adecuadamente las cargas.

Otro reto importante sería la obtención de los datos correlados del entorno de la ubicación exacta de instalación de las turbinas. Es decir, la relación existente entre los estados de mar y vientos del lugar.

Una vez obtenido el *software* necesario, habría que realizar todos los casos de carga que dicta la norma para asegurar la integridad estructural, incluidos en el Anexo 2, algo que no se ha podido llevar a cabo en este Proyecto Fin de Carrera, y proceder a una iteración en el diseño hasta dimensionar la estructura de forma óptima, que aguante sin romper todos los casos de carga y además tenga el menor coste económico. Para poder realizar dicha optimización, se planteó desde el principio del Proyecto Fin de Carrera una línea de trabajo con la aplicación del “Optimizador” de ANSYS en el cual se pueden obtener los parámetros más influyentes en los análisis deseados para poder centrar al diseñador en torno a qué modificaciones realizar a la estructura. Al final no se ha podido utilizar ya que los análisis realizados presentan muchas carencias que deberían solucionarse antes de optimizar la dimensión de la estructura.

Por último, en cuanto al **aprendizaje personal**, este Proyecto Fin de Carrera ha resultado un proyecto muy ambicioso ya que ha requerido el estudio de un amplio abanico de temas, desde la investigación del estado de arte de una tecnología poco conocida, hasta el estudio de un *software* de elementos finitos. La parte más importante de estudio ha sido la del análisis e interpretación de resultados tras un cálculo estructural, de la cual no se tenía experiencia, y ver la complejidad que conlleva todo el proceso de diseño de una estructura marina de tipo celosía en conjunto con el aerogenerador para la cual está destinada. También se ha obtenido un aprendizaje de la documentación de un proyecto de carácter técnico y de la importancia de la normativa bajo la cual se rige dicha tecnología.

Una de las ventajas principales que se ha aprendido también es que el dimensionamiento conceptual mediante una simulación general de la estructura implica un gran ahorro frente al ensayo del mismo sistema.

Como conclusión final, este Proyecto Fin de Carrera no ha podido resultar en un diseño final de la subestructura *jacket*, pero ha sido un análisis preliminar que permite



tanto un dimensionamiento inicial con el que partir en un análisis posterior, como un análisis del proceso de diseño para entender las carencias de un *software*, el paquete informático SESAM.

Si se hubiera podido llegar a un análisis final satisfactorio de la estructura, se podría haber hecho una comparación con otro Proyecto Fin de Carrera realizado de forma paralela por Ander Arrieta para una estructura marina fija de tipo trípode, y así ver las diferencias entre ambos tipos de estructuras.

Del análisis preliminar que se ha llevado a cabo, se saca como conclusión de la comparación que la estructura de tipo trípode es menos rígida que la celosía, tiene unos mayores desplazamientos que la estructura *jacket* ante estados de mar idénticos, pero por el contrario, sufre algo menos que la anterior. Los elementos críticos, que más sufren, son diferentes, debido a la diferencia de geometrías, y esto es un factor a tener en cuenta según las cargas a las que vaya a estar sometida la estructura.

8. REFERENCIAS

Referencia 1.: “Tecnologías para parques eólicos *offshore* en aguas profundas.” Memoria del proyecto EOLIA por Acciona Energía.

Referencia 2.: “Oceans of Opportunity. Harnessing Europe’s largest domestic energy resource. Un informe de la European Wind Energy Association (EWEA). 2009

Referencia 3.: “Engineering Challenges for Floating Offshore Wind Turbines”. S. Butterfield, W. Musial y J. Jonkman. NREL: National Renewable Energy Laboratory. 2005

Referencia 4.: “Milestones and influences in US offshore history (1947-1997)”. Offshore magazine. www.offshore-mag.com

Referencia 5.: www.alpha-ventus.de. Página web oficial del parque eólico marino Alpha Ventus en Alemania.

Referencia 6.: “*Offshore Code Comparison Collaboration within IEA Wind. Annex XXIII: Phase II Results Regarding Monopile Foundation Modeling*”. J. Jonkman y S. Butterfield (NREL), P. Passon (SWE), T. Larsen (Risø NL), T. Camp y J. Nichols (GH), J. Azcona y A. Martínez (Cener). Enero 2008.

Referencia 7.: IEC 61400-3 Ed. 1: Wind Turbines – Part 3: “Design Requirements for Offshore Wind Turbines”. IEC - International Electrotechnical Commission. 88/329/FDIS (Final Draft International Standard). Diciembre 2008.

Referencia 8.: “Recommended Practica for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms – Working Stress Design”. API – American Petroleum Institut. RP 2A – WSD. Ed. 21. Diciembre 2000.

Referencia 9.: “Comportamiento del buque en la mar. Fundamentos”.D. José M^a González Álvarez-Campana. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Navales. Universidad Politécnica de Madrid (UPM). Versión 03b. Mayo 2008

Referencia 10.: “Coastal Engineering Manual. Part II - Chapter 1: Water Wave Mechanics”. EM 1110-2-1100. US Army Corps of Engineers. Agosto 2008.



- Referencia 11.:** “Finite element procedures”. Klaus-Jürgen Bathe. Prentice Hall
- Referencia 12.:** “Memorandum. Derivation and Description of the Soil-Pile-Interaction Models”. IEA- Annex XXIII Subtask 2. Patrik Passon. Julio 2006
- Referencia 13.:** “Design Offshore Wind Turbine Structures”. Offshore Standard DNV-OS-J101. DNV. Octubre 2007
- Referencia 14.:** “GeniE Vol. 1 – Concept design and analysis of offshore structures.” Manual de usuario. DNV. Noviembre 2005
- Referencia 15.:** “GeniE Vol. 2 – GeniE for Wave and Structure-Pile-Soil Analysis.” Manual de usuario. DNV. Septiembre 2005
- Referencia 16.:** “GeniE Vol. 4 – Code checking of beams. Concept design and analysis of offshore structures.” Manual usuario. DNV. Abril 2008
- Referencia 17.:** “Wajac: Wave and Current Loads on Fixed Rigid Frame Structures.” Manual de usuario. DNV. Octubre 2004
- Referencia 18.:** “Sestra: Superelement Structural Analysis.” Manual de usuario. DNV. Marzo 2007
- Referencia 19.:** “Framework: Steel Frame Design”. Manual de usuario. DNV. Diciembre 2007; “Framework: Steel Frame Design”. Manual teórico. DNV. Agosto 2003
- Referencia 20.:** “Framework: Wind Fatigue Design.” Manual teórico. DNV. Junio 2001
- Referencia 21.:** “BrixExplorer. Sesam Configuration. Best Engineering Practice.” Manual de usuario. DNV. Junio 2008
- Referencia 22.:** “Jacket 4 Leg Comprehensive.” Ejemplo de celosía marina para plataforma petrolífera en SESAM proporcionado por DNV. Octubre 2009

9. ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1.: Estructura <i>Jacket</i>	5
Figura 2.2.: Parque eólico marino y logotipo de Acciona Energía	5
Figura 2.3.: Gráficas con la distribución de costes de un aerogenerador en tierra y otro en el mar.....	6
Figura 2.4.: Logotipo del paquete informático SESAM desarrollado por <i>Det Norske Veritas</i>	7
Figura 3.1.: Mapas de vientos europeos continentales (izquierda) y marinos (derecha)	9
Figura 3.2.: Plan Maestro de desarrollo de la Red Eléctrica Europea a 20 años de la EWEA (Referencia 2).....	10
Figura 3.3.: Desarrollo del tamaño de los aerogeneradores desde 1980.....	11
Figura 3.4.: Subestructura marina de tipo monopilote.....	13
Figura 3.5.: Subestructura marina de tipo zapata. Cimentación por gravedad	13
Figura 3.6.: Subestructura marina de tipo trípode.....	14
Figura 3.7.: Subestructuras marinas tipo celosía o <i>Jacket</i>	15
Figura 3.8.: Triángulo de estabilidad de los sistemas flotantes. /Referencia 3/.....	15
Figura 3.9.: Subestructuras eólicas marinas por medio de sistemas flotantes. /Referencia 3/.....	16
Figura 3.10.: Ideas de plataformas marinas que comparten varios aerogeneradores	17
Figura 3.11.: Primeras plataformas petrolíferas marinas con estructuras en celosía	18
Figura 3.12.: Desarrollo del concepto estructural celosía en el ámbito de plataformas marinas fijas.....	19
Figura 3.13.: Combinación de estructuras trípode y en celosía para plataformas fijas marinas.....	19



Figura 3.14.: Torre de aerogenerador terrestre en celosía.....	21
Figura 3.15.: Aerogeneradores de RePower de 5MW sobre estructuras <i>Jacket</i> en Alpha Ventus	21
Figura 3.16.: Plataforma de medición FINO1 en el parque Alpha Ventus sobre su estructura en celosía.....	22
Figura 3.17.: (Izda) parque eólico marino de Horns Rev 1 y (dcha) parque eólico marino Utgrunden.....	23
Figura 4.1.: Proceso de diseño para una turbina eólica marina /Referencia 7/	31
Figura 4.2.: Diagrama del proceso de diseño preliminar de una subestructura marina fija.....	33
Figura 4.3.: Cargas del entorno sobre el aerogenerador marino	34
Figura 4.4.: Esquema de la distribución de energía de las olas marinas según Kinsman /Referencia 9/	35
Figura 4.5.: Representación de una onda de Airy /Referencia 9/.....	37
Figura 4.6.: Movimiento orbital de las partículas de agua bajo la superficie del mar. /Referencia 10/	37
Figura 4.7.: Ecuaciones generales que plantea la teoría de Airy /Referencia 10/. 39	
Figura 4.8.: <i>Ábaco de Le Mehaute</i> : Diagrama para la selección de la teoría de ola regular más adecuada /Referencia 7/	40
Figura 4.9.: Histórico de elevaciones del mar tomadas por una boya.....	41
Figura 4.10.: Transformada rápida de Fourier	41
Figura 4.11.: Espectro de energías corregido.....	42
Figura 4.12.: Representación de un espectro direccional /Referencia 9/	42
Figura 4.13.: Espectros de densidad energética del oleaje de tipo JONSWAP y Pierson-Moskowitz /Referencia 9/	43
Figura 4.14.: (Arriba) Espectro de mar y (abajo) olas regulares de frecuencias dadas obtenidas a partir del espectro de mar.	44

Figura 4.15.: Definición de la carga de ola sobre el cilindro.	46
Figura 4.16.: Coeficiente de C_m para un cilindro liso y corriente continúa.	47
Figura 4.17.: Fuerza de la ola sobre un pilar /Referencia 9/	47
Figura 4.18.: Tabla con los valores de espesor que supone el crecimiento marino en aguas de Noruega y Reino Unido en función de la profundidad. /Referencia 13/	50
Figura 4.19.: (a) Carga de estática debido al congelamiento de la superficie del mar, (b) Bloque de hielo roto que empuja a la estructura, (c) Carga dinámica de bloques de hielo impactando.....	50
Figura 5.1.: Esquema de los diferentes módulos de SESAM /Referencia 14/.....	53
Figura 5.2.: Interfaz de BrixExplorer /Referencia 22/	55
Figura 5.3.: Módulos de SESAM utilizados	56
Figura 5.4.: Esquema de Wajac dentro de SESAM. /Referencia 17/.....	59
Figura 5.5.: Ilustración esquemática de las capacidades de Sestra. /Referencia 18/	62
Figura 5.6.: Ejemplo ilustrativo del método de superposición modal. /Referencia 18/	63
Figura 5.7.: Flujo de información entre los diferentes módulos de SESAM	65
Figura 5.8.: Esquema de archivos y programas utilizados de SESAM.....	66
Figura 6.1.: Geometría proporcionada por la OC3	69
Figura 6.2.: Geometría de la celosía sin localización.....	70
Figura 6.3.: Detalle del punto masa que representa la <i>nacelle</i> y palas.....	70
Figura 6.4.: 53° 8' 18'' N, 01° 8' 44''E, en la costa de Reino Unido en el Mar del Norte	73
Figura 6.5.: Modelos de muelles equivalentes al comportamiento del suelo /Referencia 12/.....	74
Figura 6.6.: Estructura de celosía, más torre, más localización.	75



Figura 6.7.: Coeficientes hidrodinámicos de Morison (del término de arrastre y del término de inercia).....	81
Figura 6.8.: Crecimiento marino en función de la profundidad del agua	81
Figura 6.9.: Perfil de corrientes introducido en GeniE	82
Figura 6.10.: Factor de Amplificación Dinámica y fenómeno de Resonancia	85
Figura 6.11.: Frecuencias de las fuerzas de excitación en una turbina marina	86
Figura 6.12.: Malla de elementos finitos de tipo viga de la estructura en celosía	92
Figura 6.13.: Tensiones combinadas de flexión y compresión, miembros cilíndricos. /Referencia 8/.....	93
Figura 6.14.: Vista en planta de la celosía marina	94
Figura 6.15.: Rosa de mar con los factores de utilización más altos de todos los elementos estructurales para el peor caso de carga en cada dirección	95
Figura 6.16.: Celosía en elementos finitos con las cargas de una ola de $H=13.7\text{m}$, $T=9.45\text{s}$, dirección= 45° y una corriente de dirección= 45°	96
Figura 6.17.: Distribución de factores de utilización según la dirección del viento de 800kN	96
Figura 6.18.: Parte inferior de la estructura: patas	97
Figura 6.19.: Deformación de la celosía debido al caso de Carga Última (m)	99
Figura 6.20.: Diagrama de los esfuerzos axiales en los elementos de la celosía (N)	100
Figura 6.21.: Diagramas de esfuerzos debidos a flexión en la estructura, M_{xy} y M_{xz} . (N·m)	101
Figura 6.22.: Planteamiento lineal del problema de comportamiento de la celosía en el mar	103
Figura 6.23.: Definición de acuerdo (<i>CHORD</i>) y brazos (<i>BRACE</i>) en una unión. /Referencia 19/.....	104
Figura 6.24.: Curva SN de DNV-X que se utiliza para el análisis de fatiga.....	108

Figura 6.25.: Resultado obtenido en Framework en el análisis de fatiga	109
Figura 6.26.: Elemento J_B68 de la celosía marina, el que más sufre a fatiga...	110
Figura 6.27.: Coste aproximado de la estructura.....	113
Figura 6.28.: Variación del coste de la estructura frente a la profundidad	113



10. ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1.: Comparación de las especificaciones de diseño entre una plataforma marina destinada al sector de extracción de petróleo o gas frente a una plataforma eólica realizada por NREL.....	20
Tabla 3.2.: Extractos de la tabla en el Anexo 1 de la instalación en energía eólica marina prevista por la EWEA en el periodo 2000-2030 (información contenida en la /Referencia 2/)	24
Tabla 3.3.: Parques eólicos marinos actuales.....	25
Tabla 4.1.: Resumen de las capacidades Aero-Hidro-Servo-elásticas de los diferentes modelos.....	28
Tabla 6.1.: Matriz de masas del punto masa que representa la <i>nacelle</i> y palas. ...	72
Tabla 6.2.: Datos de olas regulares más perjudiciales para un periodo de retorno de 20, 50 y 100 años	78
Tabla 6.3.: Perfil de corrientes para el Mar del Norte para una profundidad de 50m	79
Tabla 6.4.: Análisis de sensibilidad modal a la masa añadida	87
Tabla 6.5.: Análisis de sensibilidad modal a la inundación de las patas verticales (<i>legs</i>)	88
Tabla 6.6.: Análisis modal a los 20 años de vida: crecimiento marino y corrosión de la estructura.....	89
Tabla 6.7.: Peores combinaciones de ola y corriente para el análisis de carga última.....	94
Tabla 6.8.: Factores de utilización peores para la estructura nueva.....	98
Tabla 6.9.: Variación de las frecuencias propias de vibración con el cambio introducido en la estructura	98
Tabla 6.10.: Resultados del análisis de carga última para el caso de tener en cuenta el crecimiento marino	101
Tabla 6.11.: Volumen del acero de la celosía marina calculado de forma paramétrica	112



Tabla 7.1.: Cargas equivalentes: momento en la base de la torre	116
---	-----

AGRADECIMIENTOS

Para resumir a todas aquellas personas a las que les quiero agradecer su apoyo y ayuda, simplemente quiero agradecer a todos aquellos que tienen tantas ganas como yo de que acabe este proyecto, que no son pocos.

En especial quiero agradecer por su ayuda a Javier Sanz, mi tutor en la universidad, del cual he aprendido muchísimo y ha realizado una gran labor de tutoría, a Javier Pascual, mi tutor en Acciona Energía, y a Enneko Gamboa.

Gracias a todos ellos,



Paula Aranzadi de Miguel

Pamplona, a 15 de septiembre de 2010



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

Titulación:

INGENIERO INDUSTRIAL

Título del proyecto:

VALORACIÓN DEL ENTORNO DE SIMULACIÓN SESAM
PARA EL DISEÑO DE UNA ESTRUCTURA MARINA DE
TIPO CELOSÍA

DOCUMENTO 2: ANEXOS

Alumno: Paula Aranzadi de Miguel

Tutor: Dr. Fco. Javier Sanz Corretge

Pamplona, septiembre 2010

ÍNDICE DE ANEXOS:

Anexo 1.: Energía eólica prevista por EWEA de 2000-2030.....	3
Anexo 2.: Casos de carga IEC 61400-3.....	4
Anexo 3.: Formulación de los espectros de mar según IEC 61400-3	8
Anexo 4.: Parámetros clave de diseño de una subestructura marina fija	13
Anexo 5.: Datos de partida	16
Datos de la geometría de la celosía proporcionados por la OC3	16
Tabla 5.1.: Coordenadas de los nodos de las vigas de la celosía marina	16
Tabla 5.2.: Elementos viga.....	18
Tabla 5.3.: Propiedades de los elementos (secciones)	20
Datos del aerogenerador de NREL de 5MW:.....	21
Tabla 5.4.: Datos de la geometría de la torre	21
Tabla 5.5.: Tabla resumen de la masa del aerogenerador de 5MW de NREL	22
Tabla 5.6.: Matriz de masas del aerogenerador de 5MW de NREL	22
Tabla 5.7.: Matriz de masas de la turbina de 5MW de NREL	22
Anexo 6.: Diagramas de dispersión de estados de mar por cada dirección.....	23
Anexo 7.: Archivos de entrada para los diferentes análisis.....	28
Anexo 8.: Elemento viga /Referencia 18/.....	29
Anexo 9.: Modos de vibración del sistema aerogenerador + celosía	33
Figura 9.1.: Modo 1 de vibración de la celosía marina	33
Figura 9.2.: Modo 2 de vibración de la celosía marina	34
Figura 9.3.: Modo 3 de vibración de la celosía marina	35
Figura 9.4.: Modo 4 de vibración de la celosía marina	36



Figura 9.5.: Modo 5 de vibración de la celosía marina	37
Figura 9.6.: Modo 6 de vibración de la celosía marina	38
Figura 9.7.: Modo 7 de vibración de la celosía marina	39
Figura 9.8.: Modo 8 de vibración de la celosía marina	40
Figura 9.9.: Modo 9 de vibración de la celosía	41
Figura 9.10.: Modo 10 de vibración de la celosía marina	42
Tabla 9.1.: Tabla resumen de las frecuencias de vibración.....	43
Anexo 10.: RP 2A-WSD de API. Factores de utilización.....	44
Anexo 11.: Resultados del análisis de Carga Última	50
Anexo 12.: Resultados del análisis de fatiga	55

ANEXOS

Anexo 1.: Energía eólica prevista por EWEA de 2000-2030

Annex: Offshore Wind Energy Installations 2000-2030

Year	Cumulative capacity (MW)	Annual installations (MW)	Wind energy production (TWh)	Wind energy's share of electricity demand (EC ref. scenario)	Wind energy's share of electricity demand (EC New Energy Policy)	Annual offshore wind power investments (€ billion)	CO ₂ avoided annually (Mt)
2000	35.35	3.8	0	0.0%	0.0%	0.007	0
2001	85.85	50.5	0	0.0%	0.0%	0.089	0
2002	255.85	170	1	0.0%	0.0%	0.306	1
2003	515.05	259.2	2	0.1%	0.1%	0.480	1
2004	604.75	89.7	2	0.1%	0.1%	0.175	2
2005	694.75	90	3	0.1%	0.1%	0.185	2
2006	895.25	200.5	3	0.1%	0.1%	0.431	2
2007	1,105.25	210	4	0.1%	0.1%	0.483	3
2008	1,471.33	366.08	5	0.2%	0.2%	0.879	4
2009	1,901	430	7	0.2%	0.2%	1.032	4
2010	3,001	1,099	11	0.3%	0.3%	2.529	7
2011	4,501	1,500	16	0.5%	0.5%	3.300	10
2012	6,459	1,958	24	0.6%	0.7%	3.916	15
2013	8,859	2,400	32	0.9%	0.9%	4.320	20
2014	11,559	2,700	42	1.1%	1.2%	4.320	26
2015	14,659	3,100	54	1.4%	1.6%	4.573	33
2016	18,259	3,605	67	1.7%	2.0%	5.047	40
2017	22,375	4,116	82	2.1%	2.4%	5.557	49
2018	27,240	4,865	101	2.5%	2.9%	6.315	59
2019	33,090	5,852	122	3.0%	3.6%	7.526	71
2020	40,000	6,915	148	3.6%	4.3%	8.810	85
2021	47,700	7,717	177	4.3%	5.2%	9.779	100
2022	56,200	8,500	209	5.0%	6.1%	10.713	117
2023	65,500	9,303	244	5.8%	7.1%	11.662	135
2024	75,600	10,100	282	6.6%	8.2%	12.593	155
2025	86,500	10,904	323	7.5%	9.5%	13.521	176
2026	98,100	11,650	366	8.5%	10.8%	14.367	198
2027	110,400	12,470	413	9.5%	12.2%	15.293	221
2028	123,200	13,059	461	10.6%	13.6%	15.927	244
2029	136,400	13,290	511	11.7%	15.1%	16.118	268
2030	150,000	13,690	563	12.8%	16.7%	16.510	292



Anexo 2.: Casos de carga para el diseño de un aerogenerador marino de la IEC 61400-3

Table 1 – Design load cases

Design situation	DLC	Wind condition	Waves	Wind and wave directionality	Sea currents	Water level	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factor
1) Power production	1.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ RNA	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL	For extrapolation of extreme loads on the RNA	U	N (1,25)
	1.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS Joint prob. distribution of H_s, T_p, V_{hub}	COD, MUL	No currents	NWLR or \geq MSL		F	*
	1.3	ETM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
	1.4	ECD $V_{hub} = V_r - 2 \text{ m/s}, V_r, V_r + 2 \text{ m/s}$	NSS (or NWH) $H_s = E[H_s V_{hub}]$	MIS, wind direction change	NCM	MSL		U	N
	1.5	EWS $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS (or NWH) $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
	1.6a	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	SSS $H_s = H_{s,SSS}$	COD, UNI	NCM	NWLR		U	N
	1.6b	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	SWH $H = H_{SWH}$	COD, UNI	NCM	NWLR		U	N

Table 1 – Design load cases (continued)

Design situation	DLC	Wind condition	Waves	Wind and wave directionality	Sea currents	Water level	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factor
2) Power production plus occurrence of fault	2.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s] \quad V_{hub}$	COD, UNI	NCM	MSL	Control system fault or loss of electrical network	U	N
	2.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s] \quad V_{hub}$	COD, UNI	NCM	MSL	Protection system or preceding internal electrical fault	U	A
	2.3	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}	NSS (or NWH) $H_s = E[H_s] \quad V_{hub}$	COD, UNI	NCM	MSL	External or internal electrical fault including loss of electrical network	U	A
	2.4	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s] \quad V_{hub}$	COD, UNI	No currents	NWLR or \geq MSL	Control, protection, or electrical system faults including loss of electrical network	F	*
3) Start up	3.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS (or NWH) $H_s = E[H_s] \quad V_{hub}$	COD, UNI	No currents	NWLR or \geq MSL		F	*
	3.2	EOG $V_{hub} = V_{in}, V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}	NSS (or NWH) $H_s = E[H_s] \quad V_{hub}$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
	3.3	EDC ₁ $V_{hub} = V_{in}, V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}	NSS (or NWH) $H_s = E[H_s] \quad V_{hub}$	MIS, wind direction change	NCM	MSL		U	N



Table 1 – Design load cases (continued)

Design situation	DLC	Wind condition	Waves	Wind and wave directionality	Sea currents	Water level	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factor
4) Normal shut down	4.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS (or NWH) $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	No currents	NWLR or \geq MSL		F	*
	4.2	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}	NSS (or NWH) $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
5) Emergency shut down	5.1	NTM $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
	6.1a	EWM Turbulent wind model $V_{hub} = k_1 V_{ref}$	ESS $H_s = k_2 H_{s50}$	MIS, MUL	ECM	EWLR		U	N
6) Parked (standing still or idling)	6.1b	EWM Steady wind model $V(z_{hub}) = V_{e50}$	RWH $H = H_{red50}$	MIS, MUL	ECM	EWLR		U	N
	6.1c	RWM Steady wind model $V(z_{hub}) = V_{red50}$	EWL $H = H_{50}$	MIS, MUL	ECM	EWLR		U	N
	6.2a	EWM Turbulent wind model $V_{hub} = k_1 V_{ref}$	ESS $H_s = k_2 H_{s50}$	MIS, MUL	ECM	EWLR	Loss of electrical network	U	A
	6.2b	EWM Steady wind model $V(z_{hub}) = V_{e50}$	RWH $H = H_{red50}$	MIS, MUL	ECM	EWLR	Loss of electrical network	U	A
	6.3a	EWM Turbulent wind model $V_{hub} = k_1 V_1$	ESS $H_s = k_2 H_{s1}$	MIS, MUL	ECM	NWLR	Extreme yaw misalignment	U	N
	6.3b	EWM Steady wind model $V(z_{hub}) = V_{e1}$	RWH $H = H_{red1}$	MIS, MUL	ECM	NWLR	Extreme yaw misalignment	U	N
6.4	NTM $V_{hub} < 0,7 V_{ref}$		NSS Joint prob. distribution of H_s, T_p, V_{hub}	COD, MUL	No currents	NWLR or \geq MSL		F	*

Table 1 – Design load cases (continued)

Design situation	DLC	Wind condition	Waves	Wind and wave directionality	Sea currents	Water level	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factor
7) Parked and fault conditions	7.1a	EWM Turbulent wind model $V_{hub} = k_1 V_1$	ESS $H_s = k_2 H_{s1}$	MIS, MUL	ECM	NWLR		U	A
	7.1b	EWM Steady wind model $V(z_{hub}) = V_{e1}$	RWH $H = H_{red1}$	MIS, MUL	ECM	NWLR		U	A
	7.1c	RWM Steady wind model $V(z_{hub}) = V_{red1}$	EWB $H = H_1$	MIS, MUL	ECM	NWLR		U	A
	7.2	NTM $V_{hub} < 0,7 V_1$	NSS Joint prob. distribution of H_s, T_p, V_{hub}	COD, MUL	No currents	NWLR or \geq MSL		F	*
	8.1	To be stated by the manufacturer						U	T
8) Transport, assembly, maintenance and repair	8.2a	EWM Turbulent wind model $V_{hub} = k_1 V_1$	ESS $H_s = k_2 H_{s1}$	COD, UNI	ECM	NWLR		U	A
	8.2b	EWM Steady wind model $V_{hub} = V_{e1}$	RWH $H = H_{red1}$	COD, UNI	ECM	NWLR		U	A
	8.2c	RWM Steady wind model $V(z_{hub}) = V_{red1}$	EWB $H = H_1$	COD, UNI	ECM	NWLR		U	A
	8.3	NTM $V_{hub} < 0,7 V_{ref}$	NSS Joint prob. distribution of H_s, T_p, V_{hub}	COD, MUL	No currents	NWLR or \geq MSL	No grid during installation period	F	*



Anexo 3.: Formulaciones de los espectros de mar según IEC 61400-3

Wave spectrum formulations

B.1 General

It is often useful to describe a sea state in terms of a linear random wave model by specifying a wave spectrum. For offshore engineering purposes, two-parameter spectral formulations are generally preferred, i.e. the parameters required for defining a wave spectrum are the significant wave height, H_s , and the peak period, T_p .

The spectral form that can best be used depends on the geographical area, the severity of the sea state to be modelled and the application concerned. However, the most frequently used spectra for wind generated seas are the Pierson-Moskowitz (PM) spectrum for a fully developed sea, and the Jonswap spectrum for a developing sea. For swell spectra, information can be found in ISO 19901-1.

The best results are obtained if these spectra are used with site-specific parameters as this inherently considers actual limitations in fetch and shallow water effects.

B.2 The Pierson-Moskowitz spectrum

The PM spectrum is applicable to a fully developed sea, i.e. when the growth of the waves is not limited by the fetch. For many areas, this will be the case most of the time, and the PM spectrum is therefore often used for fatigue analysis. The spectral density of the surface elevation is given by

$$S_{PM}(f) = 0,3125 \cdot H_s^2 \cdot f_p^4 \cdot f^{-5} \cdot \exp\left(-1,25\left(\frac{f_p}{f}\right)^4\right) \quad (B.1)$$

where

H_s is the significant wave height (m);

f_p is the peak frequency ($= \frac{1}{T_p}$) (Hz);

f is the frequency (Hz).

Figure B.1 shows the PM spectrum for a sea state given with H_s equal to 2,25 m and T_p equal to 7,13 s.

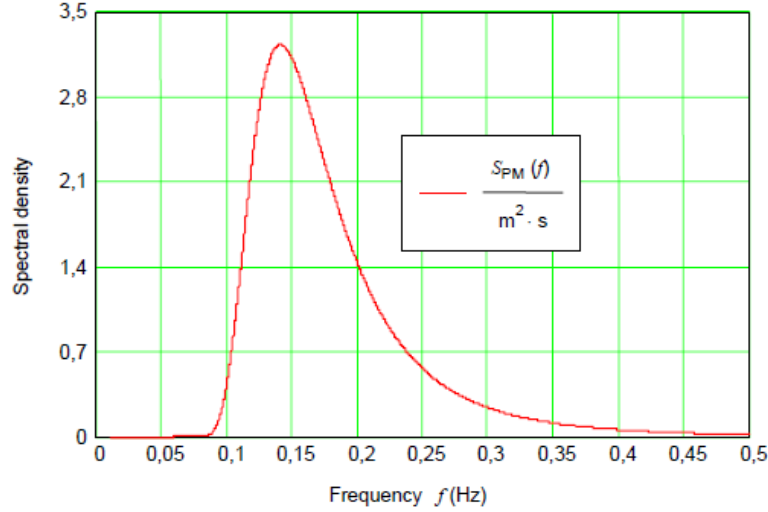


Figure B.1 – PM spectrum

B.3 The Jonswap spectrum

The Jonswap spectrum is formulated as a modification of the PM spectrum for a developing sea state in a fetch limited situation. The spectrum was derived to account for a higher peak and a narrower spectrum in a storm situation for the same total energy as compared with the PM spectrum. The Jonswap spectrum is therefore often used for extreme event analysis.

Two modification factors are introduced, a peak enhancement factor, γ^α , and a normalising factor, $C(\gamma)$. The first factor increases the peak and narrows the spectrum, the second reduces the spectral density to ensure that both spectral forms have the same H_s (energy). The formulation has been chosen so that $\gamma = 1$ recovers the PM spectrum.

The spectral density of the surface elevation is given by

$$S_{JS}(f) = C(\gamma) \cdot S_{PM}(f) \cdot \gamma^\alpha \quad (\text{B.2})$$

where

γ is the peak-shape parameter;

$$C(\gamma) \text{ is the normalising factor} = \frac{\int_0^\infty S_{PM}(f) df}{\int_0^\infty S_{PM}(f) \gamma^\alpha df} \quad (\text{B.3})$$

As an example, Figure B.2 shows a comparison between the Jonswap spectrum and the PM spectrum for a typical North Sea storm sea state ($H_s = 14,4$ m, $T_p = 15,4$ s and $\gamma = 3,3$).

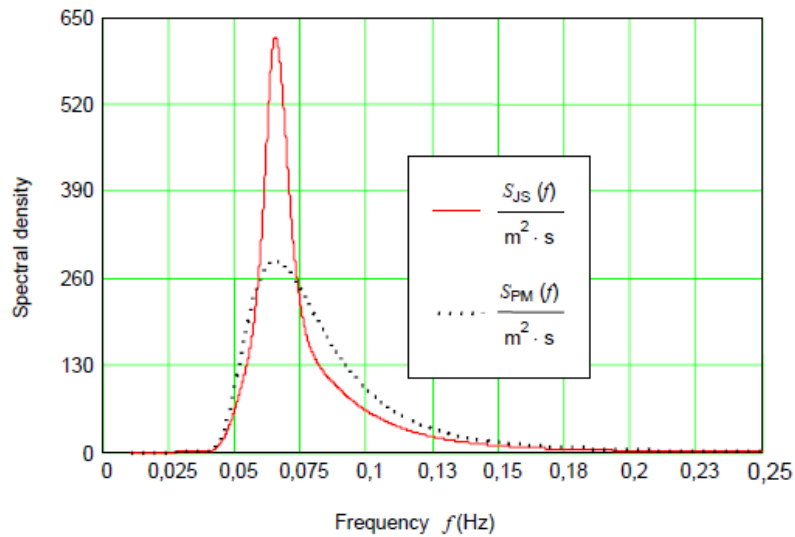


Figure B.2 – Jonswap and PM spectrums for typical North Sea storm sea state

In lieu of more detailed information, the following values may be used:

$$\alpha = \exp\left(-\frac{(f - f_p)^2}{2\sigma^2 f_p^2}\right) \quad (\text{B.4})$$

where

$$\sigma = 0,07 \quad \text{for} \quad f \leq f_p$$

$$\sigma = 0,09 \quad \text{for} \quad f > f_p$$

Peak-shape parameter:

$$\gamma = \begin{cases} 5 & \text{for} \quad \frac{T_p}{\sqrt{H_s}} \leq 3,6 \\ \exp\left(5,75 - 1,15 \frac{T_p}{\sqrt{H_s}}\right) & \text{for} \quad 3,6 \leq \frac{T_p}{\sqrt{H_s}} \leq 5 \\ 1 & \text{for} \quad \frac{T_p}{\sqrt{H_s}} > 5 \end{cases} \quad (\text{B.5})$$

with H_s in metres and T_p in seconds.

Normalising factor:

$$C(\gamma) = 1 - 0,287 \cdot \ln \gamma \quad (\text{B.6})$$

The normalising factor must be equal to unity for $\gamma = 1$.

Using the above values the Jonswap spectrum is frequently written:

$$S_{JS}(f) = 0,3125 \cdot H_s^2 \cdot T_p \cdot \left(\frac{f}{f_p}\right)^{-5} \cdot \exp\left(-1,25 \cdot \left(\frac{f}{f_p}\right)^{-4}\right) \cdot (1 - 0,287 \cdot \ln \gamma) \cdot \gamma \cdot \exp\left(-0,5 \cdot \left(\frac{\frac{f}{f_p} - 1}{\sigma}\right)^2\right) \quad (B.7)$$

The Jonswap spectrum is the best model spectrum to be used for waves in shallow waters.

B.4 Relationship between peak and zero crossing periods

The following approximate relationship exists between the peak period T_p and the zero-crossing period T_z . This relationship is valid for both the PM spectrum and the Jonswap spectrum.

$$T_z = T_p \cdot \sqrt{\frac{5+\gamma}{11+\gamma}} \quad (B.8)$$

For $\gamma = 1$ the following relationship is found for the PM spectrum

$$T_p = 1,41 \cdot T_z \quad (B.9)$$

B.5 Wave directional spreading

In the design of offshore structures all waves are normally assumed to propagate in one direction, namely in the direction of the wind. All waves are thus assumed long-crested (2-dimensional). The one-dimensional wave spectra given above reflect this situation.

However, most real seas are composed of many large and small waves propagating in many directions, i.e. the wave energy at a point has both an angular distribution and a distribution over a range of frequencies. Such waves are called short-crested, as they do not have a long crest. As compared to long-crested waves they represent a reduction in the wave action, which may be expressed in a two-dimensional wave spectrum $S(f, \theta)$, where θ is a direction relative to the wind direction.

where

$$S(f, \theta) = S(f) \cdot D(f, \theta); \quad (B.10)$$

$S(f)$ is the one-dimensional wave spectrum;

$D(f, \theta)$ is the directional spreading function.

The spreading function $D(f, \theta)$ is generally not known, and is therefore normally substituted by a symmetric, frequency independent function $D(\theta)$ over a sector on either side of the main direction. The following relationship applies by definition:

$$\int_{-\pi}^{\pi} D(\theta) d\theta = 1 \quad (B.11)$$



Normally, directional information is difficult to measure and to validate. In practical design of fixed offshore structures, especially in shallow areas, unidirectional sea states should therefore be used.

B.6 Effect of alternative frequency units

In this annex, wave spectra have been given with frequency units of Hz. It is also possible to use spectra with frequency unit rad/s, for which the following relationships apply:

$$\omega = \frac{2\pi}{T} \quad (\text{B.12})$$

$$S(f) = 2\pi \cdot S(\omega) \quad (\text{B.13})$$

B.7 Reference documents

1. ISO 19901-1, *Petroleum and natural gas industries – Specific requirements for offshore structures – Part 1: Metocean design and operating conditions*
2. Det Norske Veritas and Risø National Laboratory, *Guidelines for Design of Wind Turbines*, 2nd edition 2002
3. Det Norske Veritas DNV-OS-J101, *Design of Offshore Wind Turbine Structures*, June 2004

Anexo 4.: Parámetros clave de diseño de una subestructura marina fija para un aerogenerador

Key design parameters for an offshore wind turbine

A.1 Offshore wind turbine identifiers

For an offshore wind turbine, the following information should be given in a summary included in the design documentation:

- name and type of wind turbine (description);
- location coordinates.

A.1.1 Rotor nacelle assembly (machine) parameters

The following parameters should be given:

- rated power [kW]
- rotor diameter [m]
- rotational speed range [rpm]
- power regulation (stall/pitch)
- hub height (above MSL) [m]
- hub height operating wind speed range $V_{in} - V_{out}$ [m/s]
- design life time [y]
- operational weight (minimum, maximum) [kg]
- corrosion protection of rotor nacelle assembly (description)

A.1.2 Support structure parameters

The following parameters should be given:

- description of foundation including scour protection (if any)
- design water depth [m]
- bathymetry in the vicinity of the wind turbine
- soil conditions at turbine location (description, see 12.15)
- resonant frequencies of the support structure (minimum, maximum):
 - at normal operating conditions [Hz]
 - at extreme operating conditions [Hz]
- corrosion allowance [mm]
- corrosion protection (description)
- height of access platform (above MSL) [m]

A.1.3 Wind conditions (based on a 10-min reference period and including wind farm wake effects where relevant)

The following information should be given:

- turbulence intensity as a function of mean wind speed used for the NTM and ETM
- annual average wind speed (at hub height) [m/s]
- average inclined flow [°]



- wind speed distribution (Weibull, Rayleigh, measured, other)
- normal wind shear model and parameters
- turbulence model and parameters
- hub height extreme wind speeds V_{e1} and V_{e50} [m/s]
- extreme gust model and parameters for 1- and 50-year recurrence periods
- extreme direction change model and parameters for 1- and 50-year recurrence periods
- extreme coherent gust model and parameters
- extreme coherent gust with direction change model and parameters
- extreme wind shear model and parameters
- wind direction distribution (wind rose)

A.1.4 Marine conditions (based on a 3-hour reference period where relevant)

The following information should be given:

- tidal variation and/or storm surge (50-year recurrence period) [m]
- highest astronomical tide (HAT) [m]
- lowest astronomical tide (LAT) [m]
- highest still water level (HSWL) [m]
- lowest still water level (LSWL) [m]
- significant wave height for 1- and 50-year recurrence periods [m]
- range of peak periods for 1- and 50-year recurrence periods [s]
- individual extreme wave height for 1- and 50-year recurrence periods [m]
- range of associated wave periods for 1- and 50-year recurrence periods [s]
- extreme crest height with a recurrence period of 50 years [m]
- extreme sea surface current for 1- and 50-year recurrence periods [m/s]
- wind and wave joint distribution (H_s, T_p, V) including directionality
- wave spectrum and parameters
- deterministic wave model and parameters
- breaking wave model and parameters
- sea ice conditions (description, see 12.7)
- local and global scour or sum of both (maximum allowed) [m]
- sea floor level variation (maximum allowed) [m]
- marine growth profile and thickness [mm]

A.1.5 Electrical network conditions at turbine

The following information should be given:

- normal supply voltage and range [V]
- normal supply frequency and range [Hz]
- voltage imbalance [V]
- maximum duration of electrical power network outages [days]
- annual number of electrical network outages [1/year]
- total lifetime duration of network outages [h]

- auto-reclosing cycles (description)
- behaviour during symmetric and unsymmetrical external faults (description)

A.2 Other environmental conditions

The following information should be given:

- normal and extreme air temperature ranges [°C]
- normal and extreme sea temperature ranges [°C]
- air density [kg/m³]
- water density [kg/m³]
- solar radiation [W/m²]
- humidity [%]
- rain, hail, snow and icing
- chemically active substances
- mechanically active particles
- description of lightning protection system
- earthquake model and parameters (description)
- salinity [g/m³]
- duration and environmental conditions assumed for DLC 6.4
- duration and environmental conditions assumed for DLC 7.2
- duration and environmental conditions assumed for DLC 8.3

A.3 Limiting conditions for transport, erection and maintenance

The following information should be given:

- maximum wind speed [m/s]
- maximum significant wave height [m]
- maximum water level variation [m]
- permitted atmospheric temperature [°C]
- maximum wind speed for maintenance [m/s]
- displacement of transport vessel [metric tons]



Anexo 5.: Datos de partida

Datos de la geometría de la celosía proporcionados por la OC3

Tabla 5.1.: Coordenadas de los nodos de las vigas de la celosía marina

node	x	y	z
1	-6	-6	-50
2	6	-6	-50
3	-6	6	-50
4	6	6	-50
5	-6	-6	-49.5
6	-6	6	-49.5
7	6	-6	-49.5
8	6	6	-49.5
9	-6	-6	-49.5
10	6	-6	-49.5
11	-6	6	125
12	6	6	125
13	-6	-6	-45.5
14	-6	6	-45.5
15	6	-6	-45.5
16	6	6	-45.5
17	-6	-6	-45.5
18	6	-6	-45.5
19	-6	6	-45.5
20	6	6	-45.5
21	-6	-6	-45
22	6	-6	-45
23	-6	6	-45
24	6	6	-45
25	-5.967	-5.967	-44.001
26	5.967	-5.967	-44.001
27	-5.939	-5.939	-43.127
28	5.939	-5.939	-43.127
29	-5.967	5.967	-44.001
30	5.967	5.967	-44.001
31	-5.939	5.939	-43.127
32	5.939	5.939	-43.127
33	0	-5.62	-33.373
34	0	5.62	-33.373
35	-5.62	0	-33.373
36	5.62	0	-33.373
37	-5.333	-5.333	-24.614
38	5.333	-5.333	-24.614
39	-5.333	5.333	-24.614
40	5.333	5.333	-24.614
41	0	-5.064	-16.371
42	0	5.064	-16.371
43	-5.064	0	-16.371
44	5.064	0	-16.371
45	-4.82	-4.82	-8.922
46	4.82	-4.82	-8.922
47	-4.82	4.82	-8.922

48	4.82	4.82	-8.922
49	0	-4.592	-1.958
50	0	4.592	-1.958
51	-4.592	0	-1.958
52	4.592	0	-1.958
53	-4.385	-4.385	4.378
54	4.385	-4.385	4.378
55	-4.385	4.385	4.378
56	4.385	4.385	4.378
57	0	-4.193	10.262
58	0	4.193	10.262
59	-4.193	0	10.262
60	4.193	0	10.262
61	-4.016	-4.016	15.651
62	4.016	-4.016	15.651
63	-4.016	4.016	15.651
64	4.016	4.016	15.651
65	-4	-4	16.15

66	4	-4	16.15
67	-4	4	16.15
68	4	4	16.15
69	0	0	16.15
70	0	0	16.15
71	-4	-4	20.15
72	4	-4	20.15
73	-4	4	20.15
74	4	4	20.15
75	0	0	32.15
76	0	0	42.15
77	0	0	54.15
78	0	0	64.15
79	0	0	74.15
80	0	0	83.15
81	0	0	88.15
82	0	0	21.15
83	0	0	20.15



Tabla 5.2.: Elementos viga

Nº El.	n1	n2	Prop	28	54	62	6	56	67	65	9
1	83	82	16	29	62	66	7	57	65	66	9
2	82	75	17	30	66	72	13	58	66	68	9
3	75	76	18	31	30	36	8	59	68	83	9
4	76	77	19	32	36	38	8	60	67	83	9
5	77	78	20	33	26	36	8	61	65	83	9
6	78	79	21	34	36	40	8	62	66	83	9
7	79	80	22	35	29	35	8	63	68	83	9
8	80	81	23	36	35	37	8	64	67	83	9
9	30	29	1	37	25	35	8	65	65	83	9
10	29	25	1	38	35	39	8	66	66	83	9
11	25	26	1	39	30	34	8	67	40	44	15
12	26	30	1	40	34	39	8	68	44	46	15
13	17	21	14	41	29	34	8	69	38	44	15
14	9	17	7	42	34	40	8	70	44	48	15
15	21	25	2	43	26	33	8	71	39	43	15
16	25	37	3	44	33	37	8	72	43	45	15
17	37	45	4	45	25	33	8	73	37	43	15
18	45	53	5	46	33	38	8	74	43	47	15
19	53	61	6	47	68	69	9	75	40	42	15
20	61	65	7	48	67	69	9	76	42	47	15
21	65	71	13	49	65	69	9	77	39	42	15
22	18	22	14	50	66	69	9	78	42	48	15
23	10	18	7	51	74	73	9	79	38	41	15
24	22	26	2	52	73	71	9	80	41	45	15
25	26	38	3	53	71	72	9	81	37	41	15
26	38	46	4	54	72	74	9	82	41	46	15
27	46	54	5	55	68	67	9	83	48	52	12

84	52	54	12
85	46	52	12
86	52	56	12
87	47	51	12
88	51	53	12
89	45	51	12
90	51	55	12
91	48	50	12
92	50	55	12
93	47	50	12
94	50	56	12
95	46	49	12
96	49	53	12
97	45	49	12
98	49	54	12
99	5	13	10
100	56	60	11
101	60	62	11
102	54	60	11
103	60	64	11
104	55	59	11
105	59	61	11
106	53	59	11
107	59	63	11
108	56	58	11
109	58	63	11
110	55	58	11
111	58	64	11
112	54	57	11

113	57	61	11
114	53	57	11
115	57	62	11
116	7	15	10
117	6	14	10
118	8	16	10
119	19	23	14
120	11	19	7
121	23	29	2
122	29	39	3
123	39	47	4
124	47	55	5
125	55	63	6
126	63	67	7
127	67	73	13
128	1	5	10
129	20	24	14
130	12	20	7
131	24	30	2
132	30	40	3
133	40	48	4
134	48	56	5
135	56	64	6
136	64	68	7
137	68	74	13
138	2	7	10
139	3	6	10
140	4	8	10



Tabla 5.3.: Propiedades de los elementos (secciones)

No	outer diameter	thickness
1	0.8	0.02
2	1.2	0.05
3	1.2	0.05
4	1.2	0.035
5	1.2	0.035
6	1.2	0.035
7	1.2	0.035
8	0.8	0.02
9	2	0.08
10	2.082	0.06
11	0.8	0.02
12	0.8	0.02
13	1.2	0.04
14	1.2	0.05
15	0.8	0.02
16	5.5885	0.032
17	5.4475	0.032
18	5.2	0.03
19	4.941	0.028
20	4.6825	0.024
21	4.447	0.022
22	4.2235	0.02
23	4.059	0.03

Datos del aerogenerador de NREL de 5MW:

Divisiones	Height	Radius	Thickness	Area	Area inertia	Polar inertia
	m	M	m	m ²	m ⁴	m ⁴
0	0.00000	3.00000	0.03510	0.65775	2.92544	5.85088
1	8.76000	2.89350	0.03406	0.61558	2.54677	5.09353
2	17.52000	2.78700	0.03302	0.57480	2.20603	4.41207
3	26.28000	2.68050	0.03198	0.53540	1.90062	3.80125
4	35.04000	2.57400	0.03094	0.49738	1.62801	3.25602
5	43.80000	2.46750	0.02990	0.46075	1.38577	2.77154
6	52.56000	2.36100	0.02886	0.42551	1.17156	2.34311
7	61.32000	2.25450	0.02782	0.39165	0.98313	1.96626
8	70.08000	2.14800	0.02678	0.35918	0.81834	1.63668
9	78.84000	2.04150	0.02574	0.32809	0.67513	1.35025
	87.60000	1.93500	0.02470	0.29839	0.55153	1.10305

Tabla 5.4.: Datos de la geometría de la torre

La última fila se marca de color amarillo ya que esa última subdivisión no se tiene en cuenta, porque al estar la torre sobre la celosía, para que el buje quede a una altura de 90m hay que contar con los 10m de francobordo de la subestructura marina.

Tower					
Mass	347460.35713	kg			
Xt c.g.	0.00000	m	Xt c.g.	0.00000	m
Yt c.g.	0.00000	m	Yt c.g.	0.00000	m
Zt c.g.	38.23442	m	Zt c.g.	38.23442	m
Nacelle					
Mass	240000.00000	kg			
Xn c.g.	1.90000	m	Xt c.g.	1.90000	m
Yn c.g.	0.00000	m	Yt c.g.	0.00000	m
Zn c.g.	1.75000	m	Zt c.g.	89.35000	m
Hub					
Mass	56780.00000	kg			
Xn c.g.	-5.00000	m	Xt c.g.	-5.00000	m
Yn c.g.	0.00000	m	Yt c.g.	0.00000	m
Zn c.g.	2.40000	m	Zt c.g.	90.00000	m
Blade (averaged about all azimuth angles)					
Mass (single)	17740.08200	kg			
Mass (all)	53220.24600	kg			
Xh c.g.	-0.89311	m	Xt c.g.	-5.88971	m
Yh c.g.	0.00000	m	Yt c.g.	0.00000	m
Zh c.g.	0.00000	m	Zt c.g.	90.07784	m



Turbine		
Mass	697,460.603130033 kg	697500
Xt c.g.	-0.202666258 m	-0.2076
Yt c.g.	0.000000000 m	0
Zt c.g.	63.993737473 m	63.98566
Total Yaw Inertia		
YawIner =	25,410,000.000000000 kg m ²	

Tabla 5.5.: Tabla resumen de la masa del aerogenerador de 5MW de NREL

Body Mass Matrix from FAST Linear (row/col 1=surge, 2=sway, 3=heave, 4=roll, 5=pitch, 6=yaw) with reference point at tower base at MSL:

697,500	0	0	0	44,630,000	0
0	697,500	0	-44,630,000	0	-144,800
0	0	697,500	0	144,800	0
0	-	0	0	0	0
0	44,630,000	0	3,566,000,000	0	11,670,000
44,630,000	0	144,800	0	3,551,000,000	0
0	-144,800	0	11,670,000	0	25,410,000

Tabla 5.6.: Matriz de masas del aerogenerador de 5MW de NREL

Para el punto masa del modelo de la celosía que se utiliza en el caso de este Proyecto Fin de Carrera es necesario quitar la contribución de la torre, ya que ésta se va a modelar, y lo único que necesita ser representado es la *nacelle* y palas de la turbina. Lo mismo para el cálculo del centro de gravedad donde debe aplicarse la masa puntual.

La matriz de masas y las coordenadas son:

350 000	0	0	0	0	0
0	350 000	0	0	0	0
0	0	350 000	0	0	0
0	0	0	45 115 000	0.2162	1 457 800
0	0	0	0.2162	24 987 000	3.0203
0	0	0	1 457 800	3.0203	25 524 000

$$(Xcdg, Ycdg, Zcdg) = (0,41064m, 0m, 90,8067m)$$

Tabla 5.7.: Matriz de masas que representa la *nacelle*, buje y palas de la turbina de 5MW de NREL

Anexo 6.: Diagramas de dispersión de estados de mar por cada dirección

En el Anexo digital A6_Diagramas_Dispersion.xls se recoge la información de:

- ♦ Ocurrencias de estados de mar por cada dirección para un periodo de 17 años;
- ♦ Diagramas de dispersión de los estados de mar para cada dirección con número de ocurrencias para 20 años;
- ♦ Diagramas de dispersión de los estados de mar para cada dirección con la probabilidad de ocurrencia de cada uno de ellos;

Estos últimos diagramas se muestran a continuación ya que se utilizan en el análisis de fatiga.

0°	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
0.5	0.0005	0.0168	0.0358	0.0488	0.0323	0.0129	0.0069	0.0037	0.0016	0.0011		
1		0.0148	0.0871	0.0973	0.0704	0.0193	0.0043	0.0027	0.0010			
1.5			0.0313	0.1135	0.0670	0.0197	0.0033	0.0012				
2			0.0003	0.0698	0.0509	0.0141	0.0024					
2.5				0.0063	0.0570	0.0135						
3					0.0141	0.0242	0.0020					
3.5					0.0005	0.0111	0.0085	0.0016				
4					0.0001	0.0032	0.0059	0.0041				
4.5						0.0002	0.0038	0.0033	0.0007			
5						0.0001	0.0014	0.0025	0.0011			
5.5							0.0003	0.0012	0.0006			
6.5								0.0007	0.0005	0.0007		
											Prob. Direc:	0.2105885
												1

30°	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
0.5	0.0013	0.0441	0.1111	0.0706	0.0177	0.0015						
1		0.0339	0.1824	0.0840	0.0220	0.0009	0.0002					
1.5			0.0700	0.1141	0.0254	0.0023						
2			0.0004	0.0873	0.0149	0.0011						
2.5				0.0151	0.0425							
3				0.0002	0.0215	0.0058						
3.5					0.0024	0.0139	0.0008					
4						0.0053	0.0009					
4.5						0.0009	0.0009	0.0009				
5							0.0013					
5.5							0.0004	0.0004				
6.5								0.0015				
											Prob. Direc:	0.0908951
												1



60°	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
0.5	0.0034	0.0935	0.1103	0.0396	0.0021							
1		0.0526	0.2134	0.0511	0.0040	0.0004						
1.5			0.0761	0.1086	0.0065							
2			0.0004	0.0740	0.0099							
2.5				0.0105	0.0639							
3				0.0004	0.0405	0.0023						
3.5					0.0055	0.0163						
4					0.0002	0.0076	0.0004					
4.5						0.0023	0.0023					
5							0.0017					
5.5												Prob. Direc:
6.5												0.0894749
												1

90°	1	2.0000	3.0000	4.0000	5.0000	6.0000	7.0000	8.0000	9.0000	10.0000	11.0000	
0.5	0.0055	0.2122	0.0876	0.0031								
1		0.1297	0.2329	0.0035								
1.5			0.1285	0.0787								
2			0.0027	0.0826	0.0016							
2.5				0.0101	0.0125							
3				0.0004	0.0074							
3.5					0.0008							
4					0.0004							
4.5												
5												
5.5												Prob. Direc:
6.5												0.0439418
												1

120°	1	2.0000	3.0000	4.0000	5.0000	6.0000	7.0000	8.0000	9.0000	10.0000	11.0000	
0.5	0.0108	0.2636	0.0344	0.0010								
1		0.2347	0.1654	0.0005								
1.5			0.1635	0.0157								
2			0.0196	0.0638								
2.5				0.0255								
3				0.0010								
3.5				0.0005								
4												
4.5												
5												
5.5												Prob. Direc:
6.5												0.0348557
												1

150°	1	2.0000	3.0000	4.0000	5.0000	6.0000	7.0000	8.0000	9.0000	10.0000	11.0000
0.5		0.0095	0.2511								
1			0.2837	0.1385							
1.5				0.1830	0.0005						
2				0.0558	0.0397						
2.5					0.0279						
3					0.0071						
3.5					0.0005	0.0028					
4											
4.5											
5											
5.5											
6.5											
											Prob. Direc: 0.0361903
											1

180°	1	2.0000	3.0000	4.0000	5.0000	6.0000	7.0000	8.0000	9.0000	10.0000	11.0000
0.5		0.0123	0.2076	0.0004							
1			0.2895	0.1273							
1.5				0.2253	0.0004						
2				0.0723	0.0223						
2.5					0.0342						
3					0.0081						
3.5					0.0004						
4											
4.5											
5											
5.5											
6.5											
											Prob. Direc: 0.0445064
											1

210°	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0.5		0.0078	0.1431								
1			0.2601	0.1342							
1.5				0.2714	0.0009						
2				0.1046	0.0372						
2.5					0.0326						
3					0.0075						
3.5					0.0002	0.0004					
4											
4.5											
5											
5.5											
6.5											
											Prob. Direc: 0.0772403
											1



240°	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0.5	0.0061	0.1501	0.0002								
1		0.2406	0.1478								
1.5			0.2685	0.0012							
2			0.0760	0.0476							
2.5				0.0448							
3				0.0124							
3.5				0.0026	0.0019						
4					0.0002						
4.5					0.0002						
5											
5.5											
6.5											
Prob. Direc:											0.0734074
											1

270°	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0.5	0.0029	0.1390	0.0005								
1		0.2016	0.1611								
1.5			0.2705	0.0046							
2			0.0524	0.0803							
2.5				0.0548							
3				0.0228	0.0017						
3.5				0.0002	0.0036						
4					0.0029						
4.5					0.0005						
5						0.0005					
5.5											
6.5											
Prob. Direc:											0.0705327
											1

300°	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0.5	0.0013	0.1365	0.0164								
1		0.1223	0.2187								
1.5			0.2274	0.0311							
2			0.0178	0.1152							
2.5				0.0759	0.0013						
3				0.0131	0.0118						
3.5					0.0075						
4					0.0027						
4.5					0.0004	0.0002					
5						0.0002					
5.5											
6.5											
Prob. Direc:											0.0770692
											1

330°	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
0.5		0.0015	0.0379	0.0639	0.0409	0.0136	0.0021	0.0012	0.0007	0.0005		
1			0.0303	0.1639	0.0598	0.0210	0.0025					
1.5				0.0891	0.1275	0.0159	0.0015	0.0007				
2				0.0010	0.1177	0.0292	0.0005					
2.5					0.0231	0.0660	0.0033					
3					0.0006	0.0259	0.0209	0.0009				
3.5						0.0038	0.0118	0.0044	0.0001			
4						0.0008	0.0034	0.0044				
4.5						0.0006	0.0017	0.0025	0.0007			
5							0.0002	0.0008	0.0003			
5.5								0.0002	0.0002			
6.5									0.0003	0.0001		
												Prob. Direc:
												0.1512979
												1



Anexo 7.: Archivos de entrada para los diferentes análisis

- ◆ Archivo de entrada a GeniE con la geometría de la estructura parametrizada: celosia.js
- ◆ Análisis modal:
 - Archivo de entrada a GeniE: analisis_modal.js
- ◆ Carga última:
 - Archivo de entrada a GeniE con la geometría y el análisis: CU.js
 - Archivo de entrada a Wajac: wjac_CU.inp
 - Archivo de entrada a Sestra: sestra_CU.inp
- ◆ Análisis de fatiga:
 - Archivo de entrada a GeniE: celosia.js
 - Archivo de entrada a Wajac para el cálculo de la función de transferencia para el análisis estocástico de fatiga: wjac_fat_stoc.inp
 - Archivo de entrada a Framework: Framework_fat_stoc_prob.JNL

Anexo 8.: Elemento viga /Referencia 18/

C 3.2 Straight Beam Element

The BEAS element is a straight beam element with offset nodes and arbitrary constant cross section (Figure C.4). The element has 2 nodes with 3 translational and 3 rotational degrees of freedom in each node, i.e. a total of 12 degrees of freedom.

The formulation used for the element, Ref. /30/ and Ref. /28/, accounts for:

- Axial strain
- 'Bending' strain about the two principal axes of the cross section
- Shear strain in the two principal directions
- St. Venant torsion

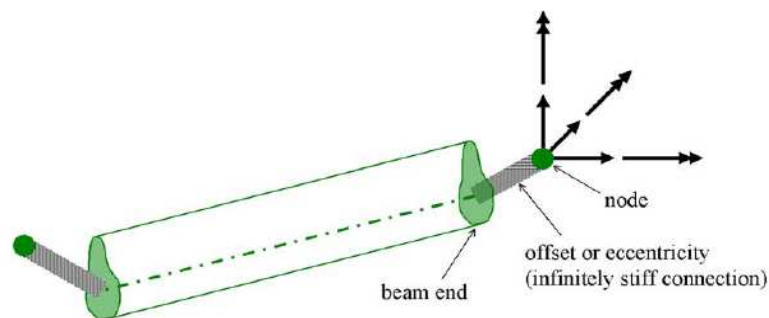


Figure C.4 The straight beam element BEAS

The element may reproduce linearly varying bending moments and constant shear forces, axial force and torsional moment. The shear centre may be specified explicitly when it does not coincide with the centre of gravity of the cross section.

The element calculates consistent nodal forces due to linearly varying load. The load may act on the whole beam or only parts of the beam. This property allows an arbitrary varying distributed load to be represented by combining several loads.

Isotropic material properties are assumed.

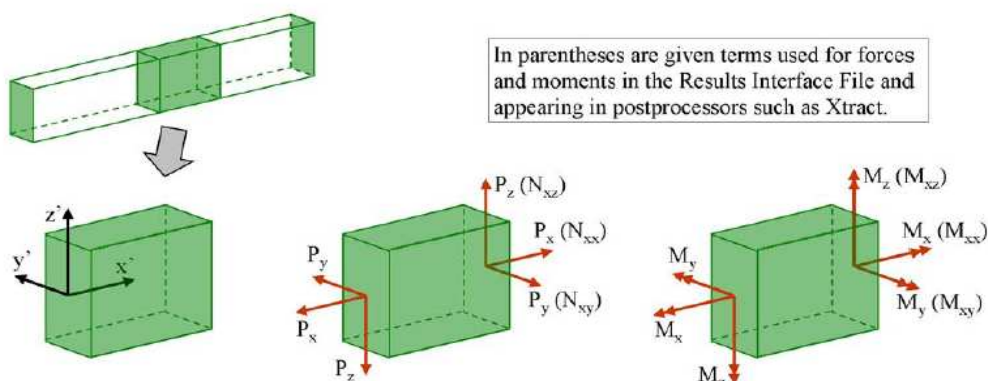


Figure C.5 Forces and moments of the BEAS and BTSS elements

The element forces and moments are calculated and may be printed at the midpoint and at the ends of the element. Definitions of signs of moments and forces are given in Figure C.6. Note that the shear forces and the torsional moment refer to the axis through the shear centre while the axial forces and the bending moments refer to the axis through the centre of gravity.

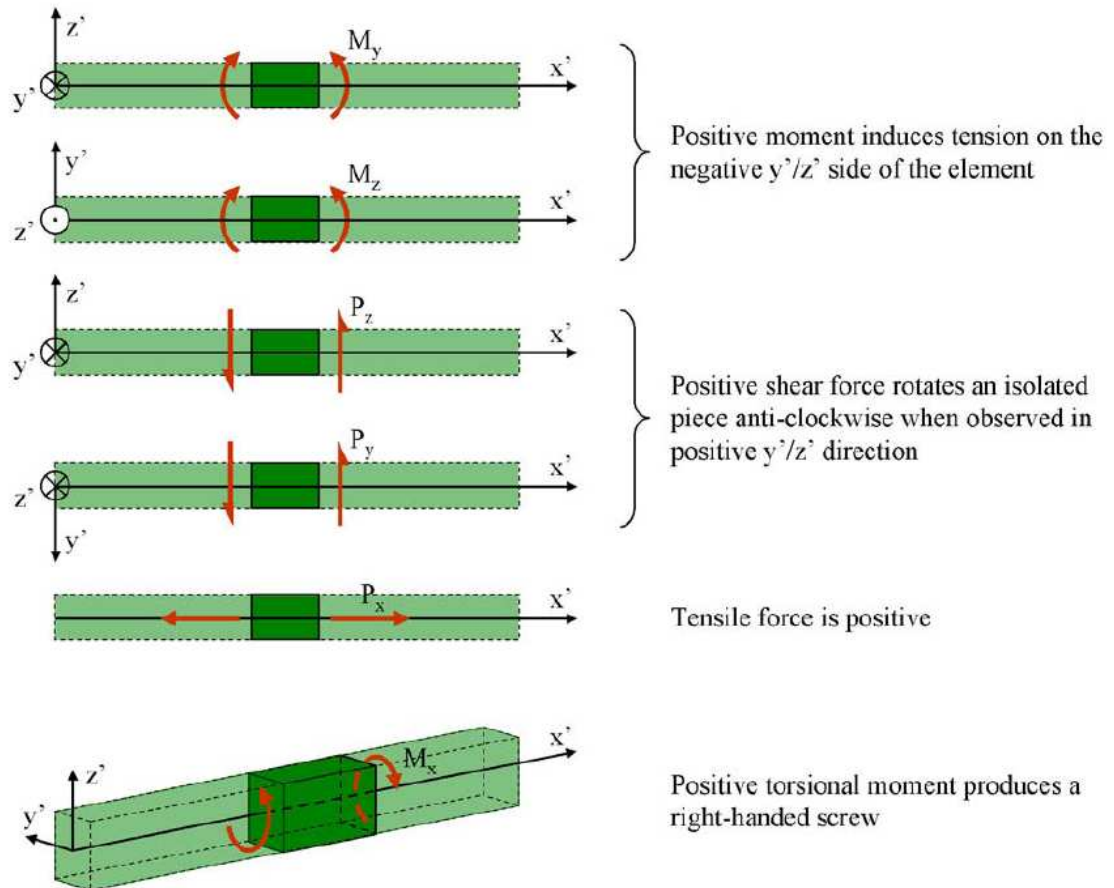


Figure C.6 Definition of sign of moments and forces of the beam elements BEAS and BTSS

In forced dynamic analysis there will in many cases be imbalance in the forces from the elements joining a node. This is due to limitations in the method when accounting for local element forces from element mass and accelerations. The limitation is only resulting in local deviation in beam forces and moments. By subdividing the beams into more beam elements the imbalance will decrease. The displacements are not affected by this limitation.

The beam element (BEAS) has a number of special properties which are described below:

Shear

Shear is given as shear areas in the Input Interface File. No shear is obtained by specifying the shear areas to be zero (although they are infinite in this case).

Offset Nodes

Nodal offset may be used for eccentricity but it includes also an ‘eccentricity’ in the direction of the beam axis which may be used to simulate stiff ends. The connection between the node and the element is infinitely stiff. Forces and moments are given for the flexible part of the beam in the Sestra listing and on the result files.

Flexible or Free Joints (Hinges)

A BEAS beam may be coupled to the rest of the structure by a free or flexible connection. Any degrees of freedom may be flexible or free. The element however must not have rigid body motions.

Figure C.7 shows a flexibly hinged beam end. A rotational degree of freedom w_f is connected to the node by the elastic spring stiffness c_f . v_f is the corresponding degree of freedom of the node.

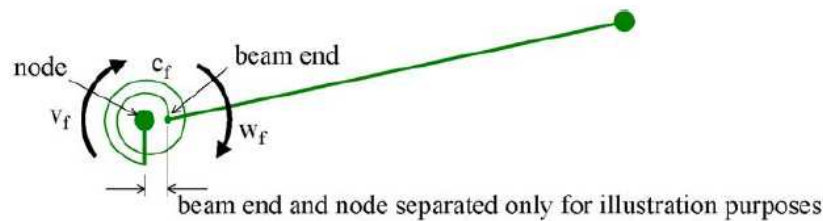


Figure C.7 Flexibly hinged beam end

Elimination of w_f leads to a modification of the element stiffness and mass matrices and the load vector. Diagonal mass matrices are not modified.

As input to Sestra (on the model interface file) either the spring stiffness c_f or the corresponding ‘degree of fixation’ α_f may be given. The relation between α_f and c_f is

$$\alpha_f = \frac{c_f}{k_f + c_f} \quad (C.3)$$

where k_f is the term on the diagonal corresponding to the flexible degree of freedom v_f of the normal element stiffness matrix.

Inertia Load

Inertia load (input on BRIGAC-, BNACCLO- and BGRAV-records on the preprocessor interface file) is converted to a linearly varying load. It is therefore not possible to give accelerations on the rotational degrees of freedom of the nodes. The forces in the midpoint of the beam are calculated from this linearly varying load. Hydrodynamic mass will not contribute to inertia load.

Hydrodynamic Mass

The mass matrix in Sestra includes added mass on the two node beam-elements (BEAS) if mass intensities are given on the interface file from a load generation program (Wajac).



Note that hydrodynamic mass is not included when gravitational load or other inertia load is calculated.

The mass intensity may vary linearly over parts of the beam-element as shown in Figure C.8.

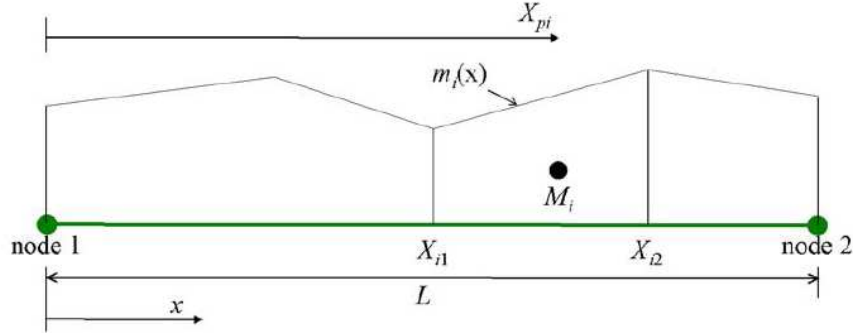


Figure C.8 Distribution of added mass on a straight beam element BEAS

If a beam has a different linear mass variation over N parts the added mass contribution for consistent mass matrix will be:

$$\mathbf{M} = \int_0^L m(x) \mathbf{N}^T \mathbf{N} dx = \sum_{i=1}^N \int_{X_{i1}}^{X_{i2}} m_i(x) \mathbf{N}^T \mathbf{N} dx \quad (\text{C.4})$$

and for diagonal mass matrix:

$$\mathbf{M} = \sum_{i=1}^N \begin{bmatrix} \frac{1-X_{pi}}{I} \cdot M_i & 0 \\ 0 & \frac{X_{pi}}{I} \cdot M_i \end{bmatrix} \quad (\text{C.5})$$

where $m(x)$ is the mass density, \mathbf{N} is the shape function,

$$M_i = \int_{X_{i1}}^{X_{i2}} m_i(x) dx \quad (\text{C.6})$$

and

$$X_{pi} = \frac{1}{M_i} \int_{X_{i1}}^{X_{i2}} x m_i(x) dx \quad (\text{C.7})$$

Anexo 9.: Modos de vibración del sistema aerogenerador + celosía

- ◆ Archivo de resultados del análisis de sensibilidad: Analisis_Modal.xls
- ◆ Videos de los 10 primeros modos de vibración: f*.AVI

A continuación se muestran imágenes de estos modos con las frecuencias asociadas:

```
 analisis_modal
FreevibAnalysis
FreevibAnalysis.EIGEN(1)
Force: [N], Length: [m]
FEM Loadcase = 1
Eigen Frequency = 0.298471 [Hz]
Eigen Ang Freq = 1.87535 [rad/s]
Eigen Period = 3.35041 [s]
Displacements - All, deformed
Min: 0
Max: 0.00151924
```

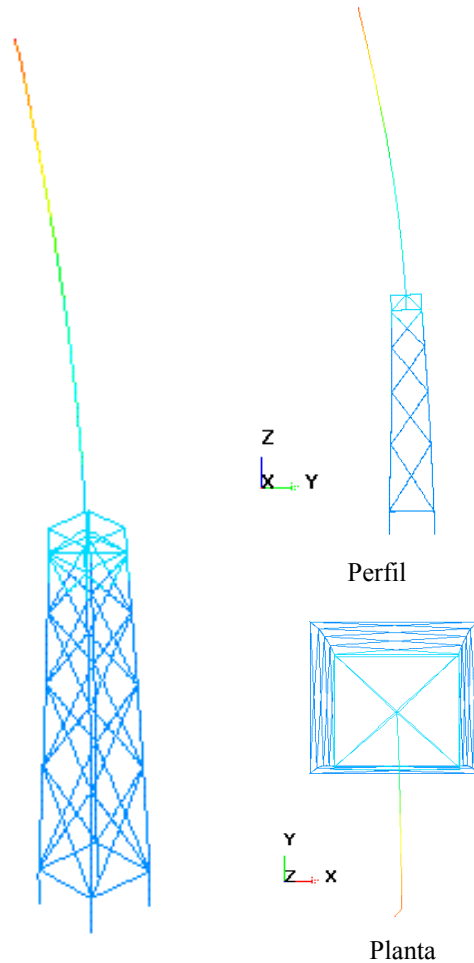


Figura 9.1.: Modo 1 de vibración de la celosía marina

El primer modo de vibración de la estructura es un modo de flexión de la torre del aerogenerador. La flexión se produce entorno al eje X del sistema de coordenadas global de la estructura.



analisi_modal
FreevibAnalysis
FreevibAnalysis.EIGEN(2)
Force: [N], Length: [m]
FEM Loadcase = 2
Eigen Frequency = 0.308843 [Hz]
Eigen Ang Freq = 1.94052 [rad/s]
Eigen Period = 3.23789 [s]
Displacements - All, deformed
Min: 0
Max: 0.00152819

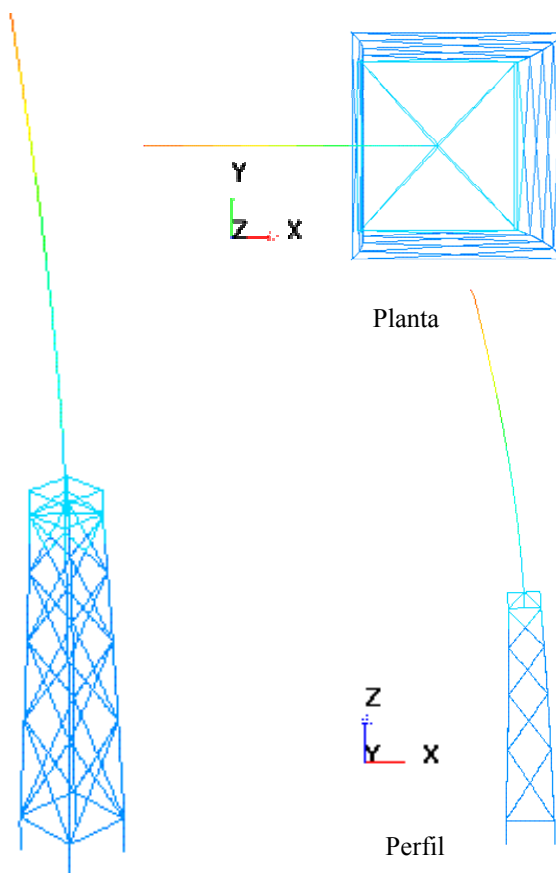
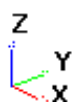


Figura 9.2.: Modo 2 de vibración de la celosía marina

Este modo se trata también de una flexión de la torre del aerogenerador pero en este caso entorno al eje Y del sistema global de coordenadas.

```

 analisis_modal
 FreevibAnalysis
 FreevibAnalysis.EIGEN(3)
 Force: [N], Length: [m]
 FEM Loadcase = 3
 Eigen Frequency = 1.15087 [Hz]
 Eigen Ang Freq = 7.23114 [rad/s]
 Eigen Period = 0.868906 [s]
 Displacements - All, deformed
 Min: 0
 Max: 0.00109491

```

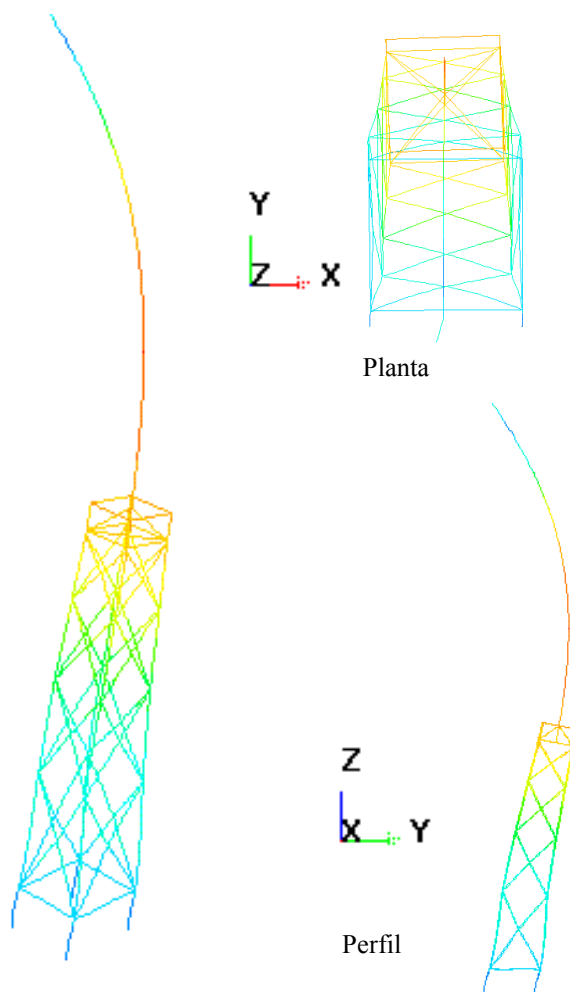
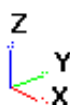


Figura 9.3.: Modo 3 de vibración de la celosía marina

Este modo de vibración de la estructura es también una flexión entorno al eje X del sistema global de coordenadas, pero esta vez se trata de una flexión con dos nodos, en la cimentación de la estructura y en la parte superior donde el punto masa que representa rotor y palas. Afecta además de a la torre a la parte superior de la celosía, pero sigue siendo la zona que más se desplaza proporcionalmente la parte inferior de la torre. Esto significa que sí que tendrán influencia los fenómenos de masa añadida o inundación de las patas verticales en la frecuencia propia, pero no excesivamente, ya que afecta bastante en la torre.



analisi_modal
FreevibAnalysis
FreevibAnalysis.EIGEN(4)
Force: [N], Length: [m]
FEM Loadcase = 4
Eigen Frequency = 1.18043 [Hz]
Eigen Ang Freq = 7.41688 [rad/s]
Eigen Period = 0.847146 [s]
Displacements - All, deformed
Min: 0
Max: 0.00110097

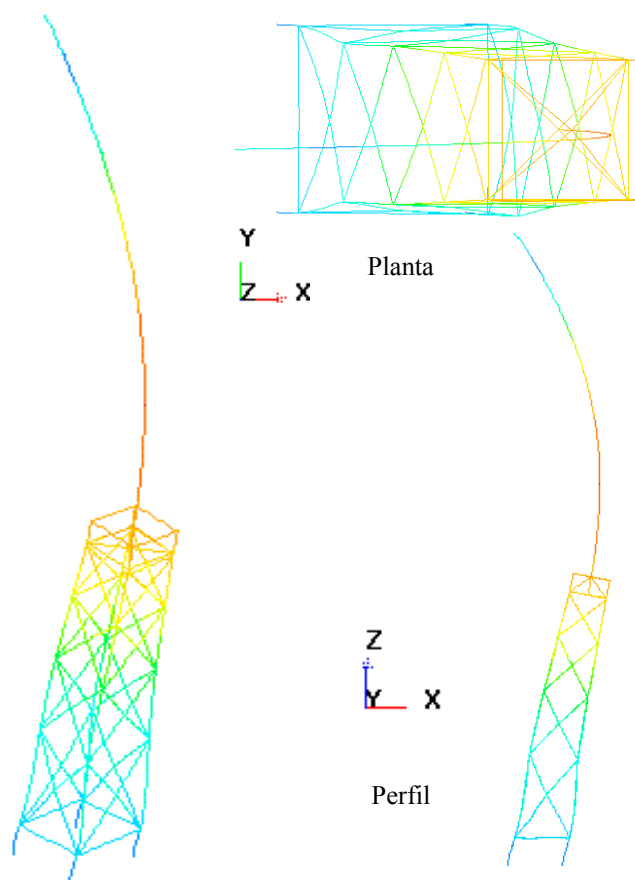


Figura 9.4.: Modo 4 de vibración de la celosía marina

Este cuarto modo de vibración natural de la estructura va emparejado con el tercero al igual que el primer y segundo modo. Se trata de un modo de flexión de la estructura con dos nodos, uno en la parte inferior de la estructura, y otro en la parte superior de la torre, respecto del eje Y del sistema global de coordenadas. Al igual que en el caso anterior, existen desplazamientos de la parte superior de la celosía y no sólo de la torre, pero el punto de mayor deformación está en la parte inferior de la torre, en las imágenes en color rojo.

analysis_modal
FreevibAnalysis
FreevibAnalysis.EIGEN(5)
Force: [N], Length: [m]
FEM Loadcase = 5
Eigen Frequency = 1.3723 [Hz]
Eigen Ang Freq = 8.62244 [rad/s]
Eigen Period = 0.728701 [s]
Displacements - All, deformed
Min: 0
Max: 0.000372184

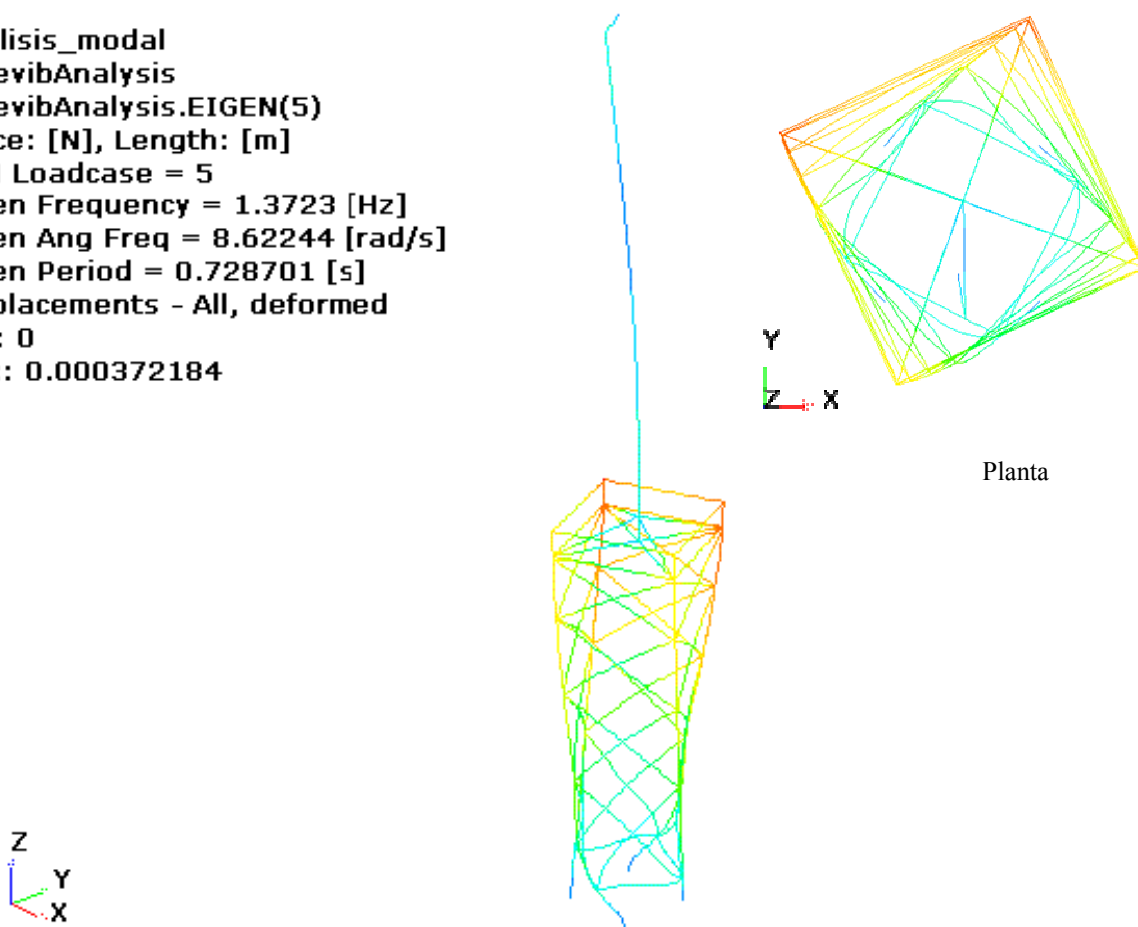


Figura 9.5.: Modo 5 de vibración de la celosía marina

Este modo de vibración es una torsión de la subestructura en celosía. La deformación, en este caso, no afecta a penas a la torre, siendo la zona más afectada la parte superior de la *jacket*.



analisi_modal
FreevibAnalysis
FreevibAnalysis.EIGEN(6)
Force: [N], Length: [m]
FEM Loadcase = 6
Eigen Frequency = 2.20626 [Hz]
Eigen Ang Freq = 13.8623 [rad/s]
Eigen Period = 0.453255 [s]
Displacements - All, deformed
Min: 0
Max: 0.00134128

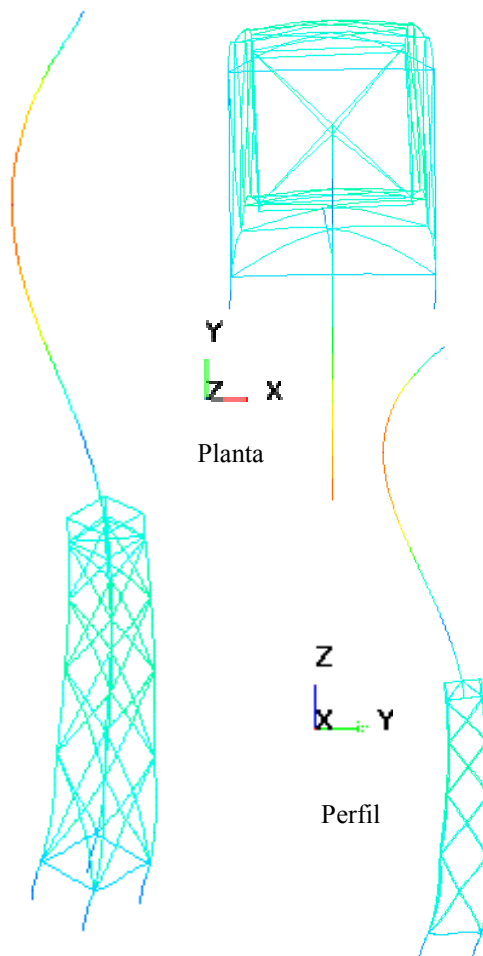


Figura 9.6.: Modo 6 de vibración de la celosía marina

El modo 6 de vibración es un modo de flexión de la estructura y torre en conjunto. En este caso es con 3 nodos: en la parte inferior de la celosía, en la parte inferior de la torre, y en la parte superior de la torre. Al ser la torre los elementos estructurales menos rígidos, debido a la esbeltez de la misma, es en ella donde se dan las mayores deformaciones. Esta flexión es respecto del eje X del sistema de coordenadas global de la estructura.

analysis_modal
FreevibAnalysis
FreevibAnalysis.EIGEN(7)
Force: [N], Length: [m]
FEM Loadcase = 7
Eigen Frequency = 2.52685 [Hz]
Eigen Ang Freq = 15.8766 [rad/s]
Eigen Period = 0.39575 [s]
Displacements - All, deformed
Min: 0
Max: 0.00163069

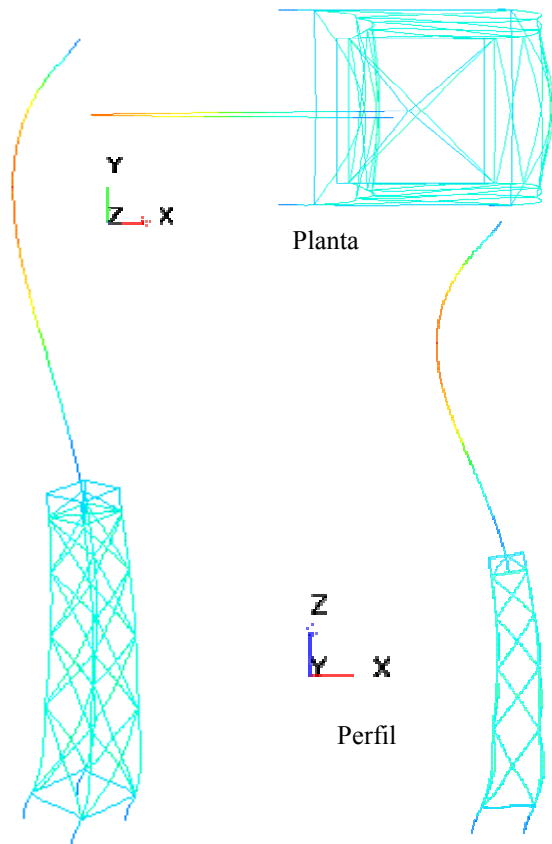


Figura 9.7.: Modo 7 de vibración de la celosía marina

Una vez más, este modo está emparejado con el modo anterior, el sexto, ya que es el modo de flexión de 3 nodos en el otro eje de coordenadas. En este caso la flexión se produce entorno al eje Y del sistema global de referencia. Al igual que en el caso anterior, los elementos estructurales que más se deforman bajo esta frecuencia son los de la torre, ya que son más flexibles debido a la esbeltez de la misma.



analisi_modal
FreevibAnalysis
FreevibAnalysis.EIGEN(8)
Force: [N], Length: [m]
FEM Loadcase = 8
Eigen Frequency = 3.05188 [Hz]
Eigen Ang Freq = 19.1755 [rad/s]
Eigen Period = 0.327667 [s]
Displacements - All, deformed
Min: 0
Max: 0.000923882

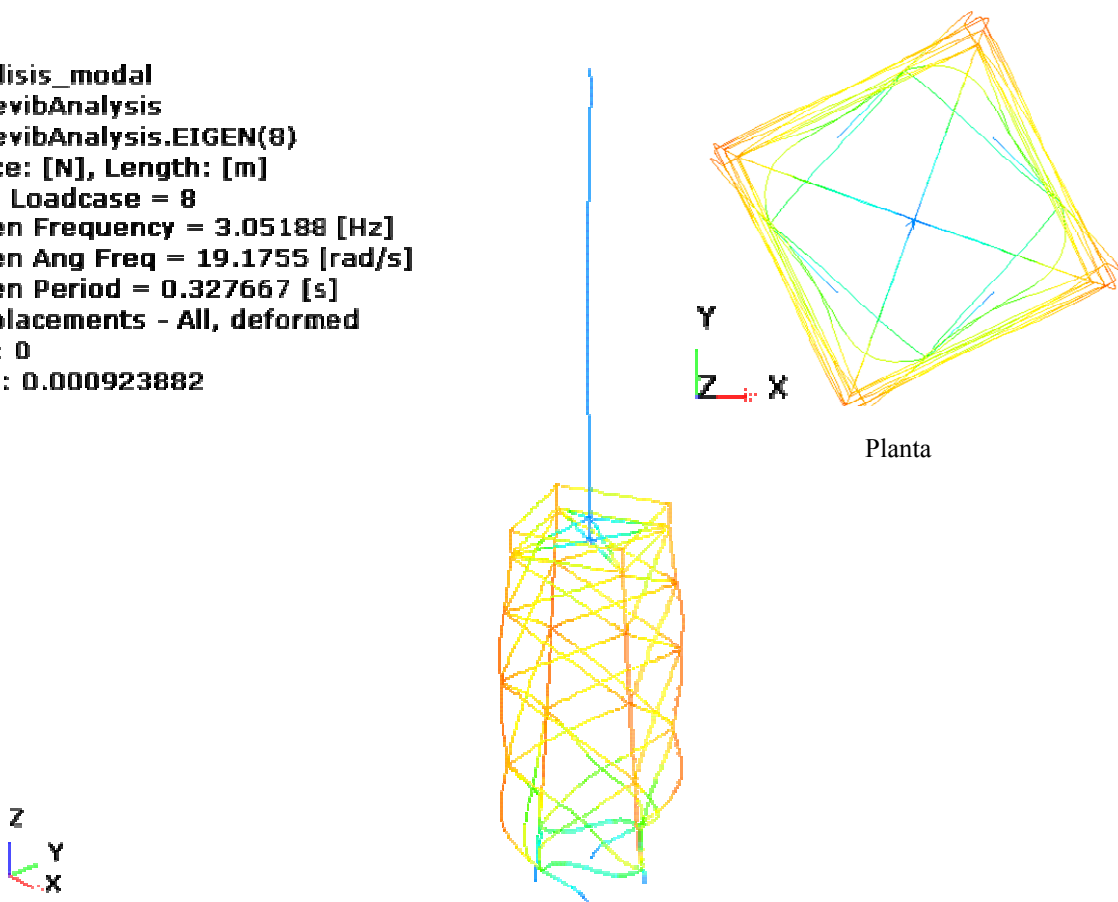


Figura 9.8.: Modo 8 de vibración de la celosía marina

El octavo modo de vibración propia de la estructura se vuelve a tratar de un modo de torsión. En este caso, a diferencia del modo 5, la torsión deforma prácticamente toda la *jacket*, y además combina cierta flexión local en alguna zona de la celosía.

analisi_modal
FreevibAnalysis
FreevibAnalysis.EIGEN(9)
Force: [N], Length: [m]
FEM Loadcase = 9
Eigen Frequency = 3.61274 [Hz]
Eigen Ang Freq = 22.6995 [rad/s]
Eigen Period = 0.276798 [s]
Displacements - All, deformed
Min: 0
Max: 0.00147872

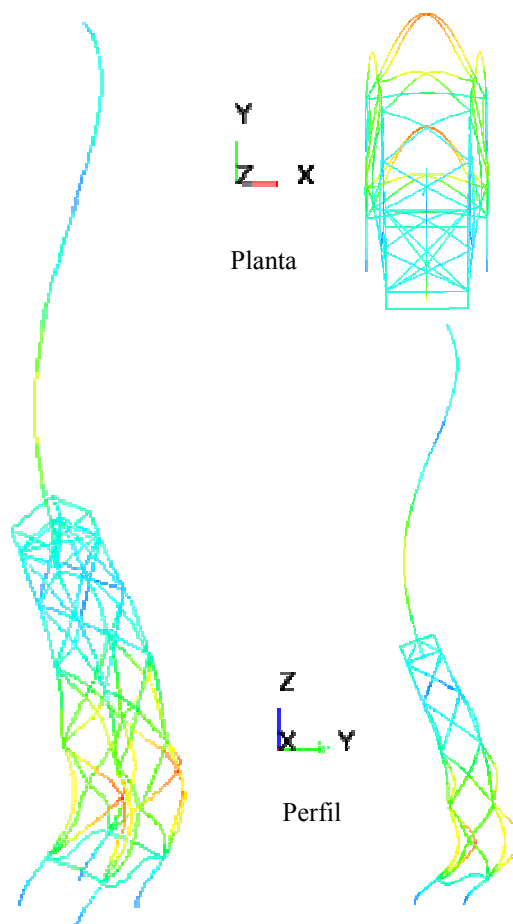
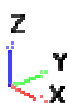


Figura 9.9.: Modo 9 de vibración de la celosía

El noveno modo de vibración natural de la estructura es una vez más un modo de flexión. Sin embargo, en este caso se trata ya de un modo más local que los anteriores. Esto es debido a que es una frecuencia bastante elevada a la que ya no se excita todo el sistema sino tan solo algunos de los elementos estructurales. En este caso es el nivel inferior de la celosía y parte de la torre. Las flexiones se dan entorno al eje X del sistema de referencia global.



analysis_modal
FreevibAnalysis
FreevibAnalysis.EIGEN(10)
Force: [N], Length: [m]
FEM Loadcase = 10
Eigen Frequency = 3.76746 [Hz]
Eigen Ang Freq = 23.6717 [rad/s]
Eigen Period = 0.26543 [s]
Displacements - All, deformed
Min: 0
Max: 0.00152267

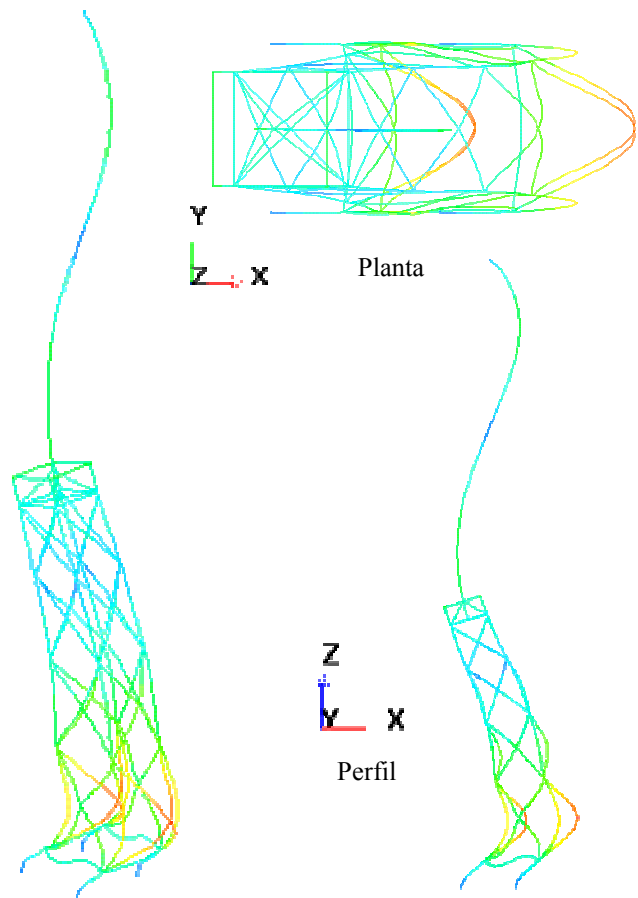


Figura 9.10.: Modo 10 de vibración de la celosía marina

Este modo va emparejado con el modo anterior. Se trata también de un modo de flexión local de los elementos de la parte inferior de la celosía. En este caso la flexión se produce entorno al eje Y del sistema global de coordenadas.

Tabla Resumen del Análisis de Sensibilidad Modal			
Frecuencias Propias (Hz)	Tipo de cálculo		
	Cuasiestático	Dinámico	Dinámico a los 20 años
F1	0.299	0.299	0.295
F2	0.309	0.309	0.305
F3	1.233	1.178	1.136
F4	1.276	1.211	1.165
F5	1.396	1.379	1.349
F6	2.364	2.249	2.191
F7	2.753	2.586	2.503
F8	4.166	3.224	2.999
F9	4.98	3.726	3.552
F10	5.215	3.861	3.712
tiempo computación	6s	11s	8s

Tabla 9.1.: Tabla resumen de las frecuencias de vibración según qué parámetros se tengan en cuenta



Anexo 10.: Tensiones admisibles para miembros cilíndricos según RP 2A-WSD de API. Factores de utilización

as well as the redistribution of loads through jacket bracing to stiffer pile members by modeling the relative stiffness of foundation members interacting with the jacket stiffness.

3.2 ALLOWABLE STRESSES FOR CYLINDRICAL MEMBERS

3.2.1 Axial Tension

The allowable tensile stress, F_t , for cylindrical members subjected to axial tensile loads should be determined from:

$$F_t = 0.6 F_y \quad (3.2.1-1)$$

where

F_y = yield strength, ksi (MPa).

3.2.2 Axial Compression

3.2.2.a Column Buckling

The allowable axial compressive stress, F_a , should be determined from the following AISC formulas for members with a D/t ratio equal to or less than 60:

$$F_a = \frac{\left[1 - \frac{(Kl/r)^2}{2C_c^2}\right] F_y}{5/3 + \frac{3(Kl/r)}{8C_c} - \frac{(Kl/r)^3}{8C_c^3}} \text{ for } Kl/r < C_c \quad (3.2.2-1)$$

$$F_a = \frac{12 \pi^2 E}{23(Kl/r)^2} \text{ for } Kl/r \geq C_c \quad (3.2.2-1)$$

where

$$C_c = \left(\frac{2\pi^2 E}{F_y}\right)^{1/2}$$

E = Young's Modulus of elasticity, ksi (MPa),

K = effective length factor, Section 3.3.1d,

l = unbraced length, in. (m),

r = radius of gyration, in. (m).

For members with a D/t ratio greater than 60, substitute the critical local buckling stress (F_{xe} or F_{xc} , whichever is smaller) for F_y in determining C_c and F_a .

Equation 1.5-3 in the AISC Specification should not be used for design of primary bracing members in offshore structures. This equation may be used only for secondary members such as boat landings, stairways, etc.

3.2.2.b Local Buckling

Unstiffened cylindrical members fabricated from structural steels specified in Section 8.1 should be investigated for local buckling due to axial compression when the D/t ratio is greater than 60. When the D/t ratio is greater than 60 and less than 300, with wall thickness $t \geq 0.25$ in. (6 mm), both the elastic (F_{xe}) and inelastic local buckling stress (F_{xc}) due to axial compression should be determined from Eq. 3.2.2-3 and Eq. 3.2.2-4. Overall column buckling should be determined by substituting the critical local buckling stress (F_{xe} or F_{xc} , whichever is smaller) for F_y in Eq. 3.2.2-1 and in the equation for C_c .

1. Elastic Local Buckling Stress.

The elastic local buckling stress, F_{xe} , should be determined from:

$$F_{xe} = 2CE t/D \quad (3.2.2-3)$$

where

C = critical elastic buckling coefficient,

D = outside diameter, in. (m),

t = wall thickness, in. (m).

The theoretical value of C is 0.6. However, a reduced value of $C = 0.3$ is recommended for use in Eq. 3.2.2-3 to account for the effect of initial geometric imperfections within API Spec 2B tolerance limits.

2. Inelastic Local Buckling Stress.

The inelastic local buckling stress, F_{xc} , should be determined from:

$$\left. \begin{aligned} F_{xc} &= F_y \times [1.64 - 0.23(D/t)^{1/4}] \leq F_{xe} \\ F_{xc} &= F_y \quad \text{for } (D/t) \leq 60 \end{aligned} \right\} \quad (3.2.2-4)$$

3.2.3 Bending

The allowable bending stress, F_b , should be determined from:

$$F_b = 0.75 F_y \quad \text{for } \frac{D}{t} \leq \frac{1500}{F_y} \quad (3.2.3-1a)$$

$$\left(\frac{D}{t} \leq \frac{10,340}{F_y}, \text{ SI Units}\right)$$

$$F_b = \left[0.84 - 1.74 \frac{F_y D}{Et}\right] F_y \text{ for } \frac{1500}{F_y} < \frac{D}{t} \leq \frac{3000}{F_y} \quad (3.2.3-1b)$$

$$\left(\frac{10,340}{F_y} < \frac{D}{t} \leq \frac{20,680}{F_y}, \text{ SI Units}\right)$$

$$F_b = \left[0.72 - 0.58 \frac{F_y D}{Et} \right] F_y \text{ for } \frac{3000}{F_y} < \frac{D}{t} \leq 300 \quad (3.2.3-1c)$$

$$\left(\frac{20,680}{F_y} < \frac{D}{t} \leq 300, \text{ SI Units} \right)$$

For D/t ratios greater than 300, refer to API Bulletin 2U.

3.2.4 Shear†

3.2.4.a Beam Shear

The maximum beam shear stress, f_v , for cylindrical members is:

$$f_v = \frac{V}{0.5A} \quad (3.2.4-1)$$

where

f_v = the maximum shear stress, ksi (MPa),

V = the transverse shear force, kips (MN),

A = the cross sectional area, in.² (m²).

The allowable beam shear stress, F_v , should be determined from:

$$F_v = 0.4 F_y \quad (3.2.4-2)$$

3.2.4.b Torsional Shear

The maximum torsional shear stress, F_{vt} , for cylindrical members caused by torsion is:

$$f_{vt} = \frac{M_t(D/2)}{I_p} \quad (3.2.4-3)$$

where

f_{vt} = maximum torsional shear stress, ksi (MPa),

M_t = torsional moment, kips-in. (MN-m),

I_p = polar moment of inertia, in.⁴ (m⁴),

†While the shear yield stress of structural steel has been variously estimated as between $1/2$ and $5/8$ of the tension and compression yield stress and is frequently taken as $F_y / \sqrt{3}$, its permissible working stress value is given by AISC as $2/3$ the recommended basic allowable tensile stress. For cylindrical members when local shear deformations may be substantial due to cylinder geometry, a reduced yield stress may be needed to be substituted for F_y in Eq. 3.2.4-4. Further treatment of this subject appears in Reference 1, Section C3.2.

and the allowable torsional shear stress, F_{vt} , should be determined from:

$$F_{vt} = 0.4 F_y \quad (3.2.4-4)$$

3.2.5 Hydrostatic Pressure* (Stiffened and Unstiffened Cylinders)

For tubular platform members satisfying API Spec 2B out-of-roundness tolerances, the acting membrane stress, f_h , in ksi (MPa), should not exceed the critical hoop buckling stress, F_{hc} , divided by the appropriate safety factor:

$$f_h \leq F_{hc}/SF_h \quad (3.2.5-1)$$

$$f_h = pD/2t \quad (3.2.5-2)$$

where

f_h = hoop stress due to hydrostatic pressure, ksi (MPa),

p = hydrostatic pressure, ksi (MPa),

SF_h = safety factor against hydrostatic collapse (see Section 3.3.5).

3.2.5.a Design Hydrostatic Head

The hydrostatic pressure ($p = \gamma H_z$) to be used should be determined from the design head, H_z , defined as follows:

$$H_z = z + \frac{H_w}{2} \left(\frac{\cosh[k(d-z)]}{\cosh kd} \right) \quad (3.2.5-3)$$

where

z = depth below still water surface including tide, ft (m). z is positive measured downward from the still water surface. For installation, z should be the maximum submergence during the launch or differential head during the upending sequence, plus a reasonable increase in head to account for structural weight tolerances and for deviations from the planned installation sequence.

H_w = wave height, ft(m),

$k = \frac{2\pi}{L}$ with L equal to wave length, ft⁻¹ (m⁻¹),

d = still water depth, ft. (m),

γ = seawater density, 64 lbs/ft³ (0.01005 MN/m³).

*For large diameter cylinders of finite length, a more rigorous analysis may be used to justify fewer or smaller ring stiffeners provided the effects of geometrical imperfections and plasticity are properly considered. API Bulletin 2U and the fourth edition of the *Guide to Stability Design Criteria for Metal Structures* by the Structural Stability Research Council provides detailed analysis methods.



3.2.5.b Hoop Buckling Stress

The elastic hoop buckling stress, F_{he} , and the critical hoop buckling stress, F_{hc} , are determined from the following formulas.

1. **Elastic Hoop Buckling Stress.** The elastic hoop buckling stress determination is based on a linear stress-strain relationship from:

$$F_{he} = 2 C_h E t/D \quad (3.2.5-4)$$

where

The critical hoop buckling coefficient C_h includes the effect of initial geometric imperfections within API Spec 2B tolerance limits.

$$\begin{aligned} C_h &= 0.44 t/D & @M \geq 1.6 D/t \\ C_h &= 0.44 (t/D) + \frac{0.21 (D/t)^3}{M^4} & @0.825 D/t \leq M < 1.6 D/t \\ C_h &= 0.736/(M - 0.636) & @3.5 \leq M < 0.825 D/t \\ C_h &= 0.755/(M - 0.559) & @1.5 \leq M < 3.5 \\ C_h &= 0.8 & @M < 1.5 \end{aligned}$$

The geometric parameter, M , is defined as:

$$M = \frac{L}{D} (2D/t)^{1/2} \quad (3.2.5-5)$$

where

L = length of cylinder between stiffening rings, diaphragms, or end connections, in. (m).

Note: For $M \geq 1.6D/t$, the elastic buckling stress is approximately equal to that of a long unstiffened cylinder. Thus, stiffening rings, if required, should be spaced such that $M < 1.6D/t$ in order to be beneficial.

2. **Critical Hoop Buckling Stress.** The material yield strength relative to the elastic hoop buckling stress determines whether elastic or inelastic hoop buckling occurs and the critical hoop buckling stress, F_{hc} , in ksi (MPa) is defined by the appropriate formula.

Elastic Buckling

$$F_{hc} = F_{he} \quad @F_{he} \leq 0.55 F_y$$

Inelastic Buckling:

$$F_{hc} = 0.45F_y + 0.18F_{he} \quad @0.55F_y < F_{he} \leq 1.6 F_y$$

$$F_{hc} = \frac{1.31F_y}{1.15 + (F_y/F_{he})} \quad @1.6F_y < F_{he} < 6.2F_y$$

$$F_{hc} = F_y \quad @F_{he} > 6.2 F_y$$

(3.2.5-6)

3.2.5.c Ring Design

Circumferential stiffening ring size may be selected on the following approximate basis.

$$I_c = \frac{tLD^2}{8E} F_{he} \quad (3.2.5-7)$$

where

I_c = required moment of inertia for ring composite section, in.⁴ (m⁴),

L = ring spacing, in. (m),

D = diameter, in. (m) see note 2 for external rings.

Note 1: An effective width of shell equal to $1.1 (Dt)^{1/2}$ may be assumed as the flange for the composite ring section.

Note 2: For external rings, D in Eq. 3.2.5-7 should be taken to the centroid of the composite ring.

Note 3: Where out-of-roundness in excess of API Spec 2B is permitted, larger stiffeners may be required. The bending due to out-of-roundness should be specifically investigated.

Note 4: The width-to-thickness ratios of stiffening rings should be selected in accordance with AISC requirements so as to preclude local buckling of the rings.

Note 5: For flat bar stiffeners, the minimum dimensions should be $3/8 \times 3$ in. (10×76 mm) for internal rings and $1/2 \times 4$ in. (13×102 mm) for external rings.

Note 6: Eq. 3.2.5-7 assumes that the cylinder and stiffening rings have the same yield strength.

3.3 COMBINED STRESSES FOR CYLINDRICAL MEMBERS

Sections 3.3.1 and 3.3.2 apply to overall member behavior while Sections 3.3.3 and 3.3.4 apply to local buckling.

3.3.1 Combined Axial Compression and Bending

3.3.1.a Cylindrical Members

Cylindrical members subjected to combined compression and flexure should be proportioned to satisfy both the following requirements at all points along their length.

$$\frac{f_a}{F_a} + \frac{C_m \sqrt{f_{bx}^2 + f_{by}^2}}{\left(1 - \frac{f_a}{F_e}\right) F_b} \leq 1.0 \quad (3.3.1-1)$$

$$\frac{f_a}{0.6F_y} + \frac{\sqrt{f_{bx}^2 + f_{by}^2}}{F_b} \leq 1.0 \quad (3.3.1-2)$$

where the undefined terms used are as defined by the AISC *Specification for the Design, Fabrication, and Erection of Structural Steel for Buildings*.

When $\frac{f_a}{F_a} \leq 0.15$, the following formula may be used in lieu of the foregoing two formulas.

$$\frac{f_a}{F_a} + \frac{\sqrt{f_{bx}^2 + f_{by}^2}}{F_b} \leq 1.0 \quad (3.3.1-3)$$

Eq. 3.3.1-1 assumes that the same values of C_m and F_e' are appropriate for f_{bx} and f_{by} . If different values are applicable, the following formula or other rational analysis should be used instead of Eq. 3.3.1-1:

$$\frac{f_a}{F_a} + \frac{\sqrt{\left[\frac{C_{mx} f_{bx}}{1 - \frac{f_a}{F_{ex}}} \right]^2 + \left[\frac{C_{my} f_{by}}{1 - \frac{f_a}{F_{ey}}} \right]^2}}{F_b} \leq 1.0 \quad (3.3.1-4)$$

3.3.1.b Cylindrical Piles

Column buckling tendencies should be considered for piling below the mudline. Overall column buckling is normally not a problem in pile design, because even soft soils help to inhibit overall column buckling. However, when laterally loaded pilings are subjected to significant axial loads, the load deflection (P – Δ) effect should be considered in stress computations. An effective method of analysis is to model the pile as a beam column on an inelastic foundation. When such an analysis is utilized, the following interaction check, with the one-third increase where applicable, should be used:

$$\frac{f_a}{0.6F_{xc}} + \frac{\sqrt{f_{bx}^2 + f_{by}^2}}{F_b} \leq 1.0 \quad (3.3.1-5)$$

where F_{xc} is given by Eq. 3.2.2-4.

3.3.1.c Pile Overload Analysis

For overload analysis of the structural foundation system under lateral loads (Ref. Section 6.7.1), the following interaction equation may be used to check piling members:

$$\frac{P/A}{F_{xc}} + \frac{2}{\pi} \left[\arcsin \left(\frac{M/Z}{F_{xc}} \right) \right] \leq 1.0 \quad (3.3.1-6)$$

where the arc sin term is in radians and

A = cross-sectional area, in.² (m²),

Z = plastic section modulus, in.³ (m³),

P, M = axial loading and bending moment computed from a nonlinear analysis, including the (P – Δ) effect,

F_{xc} = critical local buckling stress from Eq. 3.2.2-4 with a limiting value of $1.2 F_y$, considering the effect of strain hardening.

Load redistribution between piles and along a pile may be considered.

3.3.1.d Member Slenderness

Determination of the slenderness ratio Kl/r for cylindrical compression members should be in accordance with the AISC. A rational analysis for defining effective length factors should consider joint fixity and joint movement. Moreover, a rational definition of the reduction factor should consider the character of the cross-section and the loads acting on the member. In lieu of such an analysis, the following values may be used:

Situation	Effective Length Factor K	Reduction Factor $C_m^{(1)}$
Superstructure Legs		
Braced	1.0	(a)
Portal (unbraced)	$K^{(2)}$	(a)
Jacket Legs and Piling		
Grouted Composite Section	1.0	(c)
Ungrouted Jacket Legs	1.0	(c)
Ungrouted Piling Between Shim Points	1.0	(b)
Deck Truss Web Members		
In-Plane Action	0.8	(b)
Out-of-plane Action	1.0	(a) or (b) ⁽⁴⁾
Jacket Braces		
Face-to-face length of Main Diagonals	0.8	(b) or (c) ⁽⁴⁾
Face of leg to Centerline of Joint Length of K Braces ⁽³⁾	0.8	(c)
Longer Segment Length of X Braces ⁽³⁾	0.9	(c)
Secondary Horizontals	0.7	(c)
Deck Truss Chord Members	1.0	(a), (b) or (c) ⁽⁴⁾

(1) Defined in Section 3.3.1e.

(2) Use Effective Length Alignment Chart in Commentary of AISC. This may be modified to account for conditions different from those assumed in developing the chart.

(3) At least one pair of members framing into a joint must be in tension if the joint is not braced out of plane.

(4) Whichever is more applicable to a specific situation.



3.3.1.e Reduction Factor

Values of the reduction factor C_m referred to in the above table are as follows (with terms as defined by AISC):

- (a) 0.85
- (b) $0.6 - 0.4 \left(\frac{M_1}{M_2} \right)$, but not less than 0.4, nor more than 0.85
- (c) $1 - 0.4 \left(\frac{f_a}{F_e} \right)$, or 0.85, whichever is less

3.3.2 Combined Axial Tension and Bending

Cylindrical members subjected to combined tension and bending should be proportioned to satisfy Eq. 3.3.1-2 at all points along their length, where f_{bx} and f_{by} are the computed bending tensile stresses.

3.3.3 Axial Tension and Hydrostatic Pressure

When member longitudinal tensile stresses and hoop compressive stresses (collapse) occur simultaneously, the following interaction equation should be satisfied:

$$A^2 + B^2 + 2 \nu |A|B \leq 1.0 \quad (3.3.3-1)$$

where

$$A = \frac{f_a + f_b - (0.5 f_h)^\dagger}{F_y} \times (SF_x),$$

the term “A” should reflect the maximum tensile stress combination,

$$B = \frac{f_h}{F_{hc}} (SF_h),$$

ν = Poisson’s ratio = 0.3,

F_y = yield strength, ksi (MPa),

f_a = absolute value of acting axial stress, ksi (MPa),

f_b = absolute value of acting resultant bending stress, ksi (MPa),

[†]This implies that the entire closed end force due to hydrostatic pressure is taken by the tubular member. In reality, this force depends on the restraint provided by the rest of the structure on the member and the stress may be more or less than $0.5f_h$. The stress computed from a more rigorous analysis may be substituted for $0.5f_h$.

f_h = absolute value of hoop compression stress, ksi (MPa),

F_{hc} = critical hoop stress (see Eq. 3.2.5-6),

SF_x = safety factor for axial tension (see 3.3.5),

SF_h = safety factor for hoop compression (see 3.3.5).

3.3.4 Axial Compression and Hydrostatic Pressure

When longitudinal compressive stresses and hoop compressive stresses occur simultaneously, the following equations should be satisfied:

$$\frac{f_a + (0.5 f_h)^\dagger}{F_{xc}} (SF_x) + \frac{f_h}{F_y} (SF_h) \leq 1.0 \quad (3.3.4-1)$$

$$SF_h \times \frac{f_h}{F_{hc}} \leq 1.0 \quad (3.3.4-2)$$

Eq. 3.3.4-1 should reflect the maximum compressive stress combination.

The following equation should also be satisfied when $f_x > 0.5 F_{ha}$

$$\frac{f_x - 0.5 F_{ha}}{F_{aa} - 0.5 F_{ha}} + \left(\frac{f_h}{F_{ha}} \right)^2 \leq 1.0 \quad (3.3.4-3)$$

where

$$F_{aa} = \frac{F_{xe}}{SF_x},$$

$$F_{ha} = \frac{F_{he}}{SF_h},$$

SF_x = safety factor for axial compression (see Section 3.3.5),

SF_h = safety factor for bending (see Section 3.3.5),

$f_x = f_a + f_b + (0.5 f_h)^\dagger$; f_x should reflect the maximum compressive stress combination.

where F_{xe} , F_{xc} , F_{he} , and F_{hc} are given by Equations 3.2.2-3, 3.2.2-4, 3.2.5-4, and 3.2.5-6, respectively. The remaining terms are defined in Section 3.3.3.

Note: If $f_b > f_a + 0.5 f_h$, both Eq. 3.3.3-1 and Eq. 3.3.4-1 must be satisfied.

* See footnote to Section 3.3.3.

3.3.5 Safety Factors

To compute allowable stresses within Sections 3.3.3 and 3.3.4, the following safety factors should be used with the local buckling interaction equations.

Design Condition	Loading			
	Axial Tension	Bending	Axial*** Compr.	Hoop Compr.
1. Where the basic allowable stresses would be used, e.g., pressures which will definitely be encountered during the installation or life of the structure.	1.67	F_y/F_b^{**}	1.67 to 2.0	2.0
2. Where the one-third increase in allowable stresses is appropriate, e.g., when considering interaction with storm loads.	1.25	$F_y/1.33 F_b$	1.25 to 1.5	1.5



Anexo 11.: Resultados del análisis de Carga Última

- ◆ Archivo de salida de Wajac: WAJAC_CU.lis
- ◆ Archivo de salida de Sestra: SESTRA_CU.lis
- ◆ Archivo de resultados del Capacity Models de GeniE: CU.xls

A continuación se muestra un extracto del archivo de salida de Wajac en el que se pueden ver las fuerzas y momentos que suponen el caso de carga última sobre la celosía trasladadas al (0,0,0), así como las fuerzas de reacción trasladadas al (0,0,0) y la diferencia entre éstas.

RETRACTING MODULE - GLOBAL DATA

SUM OF GLOBAL LOADS AND MOMENTS

LOADCASE (INDEX)	X	Y	Z	RX	RY	RZ
1	5.6569E+05	5.6569E+05	-1.5733E+07	-5.1368E+07	4.9959E+07	-2.3229E+05
2	2.4361E+06	2.4361E+06	2.7641E+06	1.8871E+07	-1.8871E+07	6.8781E-02
3	-3.1251E-02	0.0000E+00	2.4688E+06	1.8750E-02	1.9369E+00	6.1846E-11

DATE: 02-JAN-2008 TIME: 19:23:45 ***** SESTRA *****

RETRACTING MODULE - GLOBAL DATA

SUM OF REACTION FORCES AND MOMENTS

GIVEN IN THE GLOBAL COORDINATE SYSTEM OF THE TOP LEVEL SUPERELEMENT

LOADCASE (INDEX)	X	Y	Z	RX	RY	RZ
1	-5.6607E+05	-5.6165E+05	1.5733E+07	5.0996E+07	-4.9988E+07	2.2944E+05
2	-2.4362E+06	-2.4353E+06	-2.7641E+06	-1.8942E+07	1.8864E+07	-5.1648E+02
3	3.1346E-02	-2.3271E-07	-2.4688E+06	-1.8729E-02	6.9812E+00	1.6193E-07

DIFFERENCES BETWEEN SUMMED LOADS AND REACTION FORCES

LARGER THAN 0.00E+00 FOR TRANSLATIONAL COMPONENTS AND LARGER THAN 0.00E+00 FOR ROTATIONAL COMPONENTS

LOADCASE (INDEX)	X	Y	Z	RX	RY	RZ
------------------	---	---	---	----	----	----

1	-3.8103E+02	4.0363E+03	-7.2091E+02	-3.7176E+05	-2.9893E+04	-2.8517E+03
2	-8.5283E+01	7.8184E+02	5.3445E+01	-7.1824E+04	-6.8499E+03	-5.1642E+02
3	9.4945E-05	-2.3271E-07	2.8797E+01	2.1350E-05	8.9180E+00	1.6200E-07

TOTAL TIME CONSUMED IN SESTRA

CPU TIME: 1.55 CLOCK TIME: 1.00 CHANNEL TIME:



Resultados obtenidos de la comprobación bajo la normativa RP 2A-WSD de API de los factores de utilización más cercanos de no cumplirse para cada uno de los miembros de la estructura bajo las condiciones de carga última:

Member	Position	Status	UfTot	Formula	GeomCheck	Run
s_B7	0	OK	0.81	uf3314	Geom OK	Cc1.run(2)
s_B8	0	OK	0.78	uf3314	Geom OK	Cc1.run(2)
s_B1	0	OK	0.64	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
s_B2	0	OK	0.6	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B55	1	OK	0.56	uf3314	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B53	1	OK	0.53	uf3314	Geom OK	Cc1.run(2)
s_B9	1	OK	0.51	uf3314	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B54	0	OK	0.48	uf3314	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B56	0	OK	0.44	uf3314	Geom OK	Cc1.run(2)
s_B10	0	OK	0.42	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
t_B2	0	OK	0.41	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
s_B4	0	OK	0.41	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
t_B3	0	OK	0.41	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
t_B1	0.46	OK	0.4	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
t_B4	0	OK	0.39	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B41	1	OK	0.38	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
s_B11	0	OK	0.38	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
s_B5	0	OK	0.37	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
t_B5	0	OK	0.37	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B57	1	OK	0.36	uf3314	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B58	1	OK	0.35	uf3314	Geom OK	Cc1.run(2)
t_B6	0	OK	0.34	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
s_B3	1	OK	0.34	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
t_B7	0	OK	0.3	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B97	0	OK	0.29	uf3314	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B84	1	OK	0.29	uf3314	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B43	1	OK	0.27	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B42	0	OK	0.26	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
t_B8	0	OK	0.25	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B98	1	OK	0.25	uf3314	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B83	0	OK	0.25	uf3314	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B101	1	OK	0.23	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B88	0	OK	0.23	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
d_B12	1	OK	0.23	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B59	1	OK	0.21	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B47	1	OK	0.21	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B61	0	OK	0.2	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B49	0	OK	0.2	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B114	0	OK	0.2	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B67	1	OK	0.19	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B116	1	OK	0.19	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B65	0	OK	0.19	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B4	1	OK	0.19	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B104	1	OK	0.19	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B1	0	OK	0.19	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B85	0	OK	0.19	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B113	0	OK	0.18	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)

t_B9	0	OK	0.18	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B68	1	OK	0.18	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B105	1	OK	0.18	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B92	0	OK	0.18	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B44	0	OK	0.18	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B117	0	OK	0.18	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B99	1	OK	0.18	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B72	1	OK	0.18	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B82	0	OK	0.17	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B60	0	OK	0.17	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B103	1	OK	0.17	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B48	0	OK	0.17	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B86	0	OK	0.17	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B109	1	OK	0.16	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B107	1	OK	0.16	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B3	1	OK	0.16	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B96	0	OK	0.16	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B2	0	OK	0.16	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B106	1	OK	0.16	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B90	0	OK	0.16	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B100	1	OK	0.16	uf3251	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B81	0	OK	0.16	uf3251	Geom OK	Cc1.run(2)
d_B16	0	OK	0.16	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B91	0	OK	0.15	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B102	1	OK	0.15	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B62	1	OK	0.15	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
d_B9	1	OK	0.15	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B118	0	OK	0.15	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B71	1	OK	0.15	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B87	0	OK	0.15	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B50	1	OK	0.15	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B63	0	OK	0.15	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B51	0	OK	0.14	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B115	0	OK	0.14	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B66	1	OK	0.14	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B46	0	OK	0.14	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B45	1	OK	0.14	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
s_B12	1	OK	0.13	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
s_B6	1	OK	0.13	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B120	0	OK	0.13	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B69	1	OK	0.13	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B64	0	OK	0.13	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B52	0	OK	0.12	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B124	0	OK	0.11	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B73	1	OK	0.11	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B122	0	OK	0.11	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B75	1	OK	0.11	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B121	1	OK	0.1	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B76	0	OK	0.1	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
d_B15	1	OK	0.1	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B123	0	OK	0.1	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B74	1	OK	0.1	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B110	1	OK	0.09	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)



j_B95	0	OK	0.09	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
d_B11	1	OK	0.09	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B108	1	OK	0.09	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
d_B10	1	OK	0.09	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B89	0	OK	0.08	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
aux_B	1	OK	0.08	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B119	1	OK	0.08	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B93	0	OK	0.08	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B70	0	OK	0.08	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B112	1	OK	0.08	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B94	0	OK	0.07	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B111	1	OK	0.07	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B125	1	OK	0.07	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B80	0	OK	0.06	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B126	1	OK	0.06	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B127	0	OK	0.06	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B128	0	OK	0.06	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B79	0	OK	0.06	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B77	1	OK	0.06	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B78	1	OK	0.06	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
d_B3	0	OK	0.05	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
d_B4	0	OK	0.04	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
d_B2	0	OK	0.04	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B39	0.83	OK	0.04	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B38	0.25	OK	0.04	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
d_B18	1	OK	0.03	ufTorsion	Geom OK	Cc1.run(2)
d_B17	0	OK	0.03	ufTorsion	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B40	0	OK	0.02	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
j_B37	1	OK	0.02	uf3312	Geom OK	Cc1.run(2)
d_B1	0	OK	0.01	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
d_B7	0.5	OK	0	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
d_B6	0.5	OK	0	uf3313	Geom OK	Cc1.run(2)
d_B8	0	OK	0	ufTorsion	Geom OK	Cc1.run(2)
d_B5	1	OK	0	ufTorsion	Geom OK	Cc1.run(2)

Anexo 12.: Resultados del análisis de fatiga

- ◆ Archivo de salida de Wajac: WAJAC_FAT_STOC.LIS
- ◆ Archivo de resultados de Framework: resultados_Fatiga.xls



Paula Aranzadi de Miguel

Pamplona, a 15 de septiembre de 2010